

ITAMAR SZUVOVIVSKI

**ALOCÇÃO SIMULTNEA DE BANCOS DE CAPACITORES
E REGULADORES DE TENSÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS E
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO**

CURITIBA

2008

ITAMAR SZUVOVIVSKI

**ALOCÇÃO SIMULTNEA DE BANCOS DE CAPACITORES
E REGULADORES DE TENSÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS E
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO**

**Dissertação apresentada como
requisito parcial à obtenção do grau
de Mestre em Engenharia Elétrica,
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica – PPGE,
Departamento de Engenharia
Elétrica, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná.**

**Orientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma
Solange Piazza Fernandes**

**Co-orientador: Prof. Dr. Alexandre
Rasi Aoki**

CURITIBA

2008

**ALOCÇÃO SIMULTNEA DE BANCOS DE CAPACITORES
E REGULADORES DE TENSÃO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS E
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO**

ITAMAR SZUVOVIVSKI

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre
no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Paraná.

Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a
Orientadora

Prof. Wilson Arnaldo Artuzi Junior, Ph.D
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora

Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a (UFPR)
Presidente

Prof.^a Leandro dos Santos Coelho, Dr. (PUC-PR)

Prof.^a Elizete Maria Lourenço, Dr.^a (UFPR)

Prof.^o Alexandre Rasi Aoki, Dr. (UFPR-LACTEC)
Co-Orientador

Curitiba, 26 de março de 2008.

DEDICATÓRIA

DEDICO ESTE TRABALHO À MINHA FAMÍLIA, EM ESPECIAL À MINHA ESPOSA, FERNANDA, E ÀS MINHAS FILHAS, MARCELA E MIRELA, PELO AMOR, INCENTIVO E CARINHO A MIM DISPENSADOS DURANTE A REALIZAÇÃO DO MESMO E PELA COMPREENSÃO NOS MOMENTOS AUSENTES.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus acima de tudo, pois foi através de sua benção e ensinamentos que pude superar os momentos difíceis...

À Prof.^a Dr.^a Thelma Solange Piazza Fernandes meus sinceros agradecimentos pelos ensinamentos, apoio, paciência e colaboração durante esta convivência profissional, mas, acima de tudo, pela amizade e confiança dispensada, que, com toda certeza, estão além da conclusão do curso de mestrado.

Ao amigo e Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki meus profundos agradecimentos pelos conselhos e orientações, mas, principalmente, pelo incentivo dado constantemente para que eu buscasse sempre uma melhor qualificação profissional.

À minha família, mãe e irmãos, pelo apoio, incentivo e compreensão dos momentos ausentes...

Ao LACTEC por viabilizar a minha participação no curso de mestrado e pelo apoio financeiro.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS.....	XI
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XVI
LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS	XVIII
RESUMO.....	XXIII
ABSTRACT	XXIV
CAPÍTULO 1 - PROPOSTA	1
1.1 INTRODUÇÃO.....	1
1.2 JUSTIFICATIVA	2
1.3 MOTIVAÇÃO.....	3
1.4 OBJETIVOS	4
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	5
CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1 INTRODUÇÃO.....	6
2.2 ESTADO DA ARTE	7
2.3 OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO.....	13
2.4 FLUXOS DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	14
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	17
CAPÍTULO 3 - ALGORITMOS GENÉTICOS.....	18
3.1 INTRODUÇÃO.....	18
3.2 TERMINOLOGIA.....	20
3.3 CARACTERÍSTICAS GERAIS	21
3.4 ESTRUTURA BÁSICA DE UM AG.....	22
3.5 OPERADORES GENÉTICOS	24
3.5.1 Seleção.....	24

3.5.1.1	<i>Elitismo</i>	25
3.5.1.2	<i>Roleta</i>	26
3.5.1.3	<i>Torneio</i>	27
3.5.1.4	<i>Amostragem Universal Estocástica</i>	28
3.5.2	<i>Cruzamento</i>	28
3.5.2.1	<i>Cruzamento com 1 Ponto de Corte</i>	29
3.5.2.2	<i>Cruzamento com 2 Pontos de Corte</i>	30
3.5.2.3	<i>Cruzamento Disperso</i>	30
3.5.2.4	<i>Cruzamento Uniforme</i>	31
3.5.3	<i>Mutação</i>	32
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	32
CAPÍTULO 4 - REGULAÇÃO DE TENSÃO		33
4.1	INTRODUÇÃO	33
4.1.1	Resolução N° 505 da ANEEL	34
4.1.1.1	<i>Níveis de Tensão</i>	34
4.1.1.2	<i>Indicadores que Quantificam a Violação dos Limites de Tensão</i>	35
4.2	BANCO DE CAPACITORES	37
4.2.1	Resolução N° 456 da ANEEL	37
4.2.2	Aplicação de BCs em Sistemas de Distribuição	38
4.2.3	Metodologia Usada pelas Concessionárias	39
4.2.4	Configuração da Montagem	42
4.2.5	Tipos e Operação de BCs	44
4.2.5.1	<i>Sensor de Tempo</i>	45
4.2.5.2	<i>Sensor de Tensão</i>	46
4.2.5.3	<i>Sensor de Corrente</i>	47
4.2.6	Elevação de Tensão Causada pela Instalação dos BCs	48
4.2.6.1	<i>Ajuste da Tensão</i>	48

4.2.7 Corrente de <i>Inrush</i>	50
4.2.8 Regras Práticas para a Instalação de BC.....	50
4.3 REGULADOR DE TENSÃO.....	52
4.3.1 Tipos de RT	52
4.3.2 Princípio de Funcionamento.....	53
4.3.3 Partes Principais e Finalidade.....	58
4.3.4 Operação do RT.....	59
4.3.4.1 <i>Nível de Tensão</i>	61
4.3.4.2 <i>Largura de Banda</i>	62
4.3.4.3 <i>Temporização</i>	62
4.3.4.4 <i>Line-Drop Compensator – LDC</i>	63
4.3.5 Operação de RTs em Cascata	64
4.3.6 Inversão do Fluxo de Potência.....	66
4.3.7 Configuração da Montagem	69
4.3.8 Capacidade de Carga	73
4.3.9 Colocação de RTs em Paralelo.....	76
4.4 PERFIL DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	77
4.4.1 Com Banco de Capacitores.....	79
4.4.2 Com Regulador de Tensão	79
4.4.3 Com Banco de Capacitores e Regulador de Tensão.....	81
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	82
CAPÍTULO 5 - METODOLOGIA.....	84
5.1 INTRODUÇÃO.....	84
5.2 SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO	85
5.3 SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO	85
5.3.1 Definição das Condições de Simulação com Alocação.....	87
5.3.2 Dados da Carga e da Tensão na Barra da Subestação	89

5.3.3 Formulação Matemática da Função Objetivo.....	90
5.3.3.1 Custo das Perdas de Potência Ativa.....	91
5.3.3.2 Custo das Violações dos Limites de Tensão	92
5.3.3.3 Custo das Violações das Quedas de Tensão.....	94
5.3.3.4 Custo dos Bancos de Capacitores.....	95
5.3.3.5 Custo dos Reguladores de Tensão	97
5.3.4 Codificação do Indivíduo	98
5.3.4.1 Codificação para RTs	99
5.3.4.2 Codificação para BCs.....	100
5.3.4.3 Exemplo de Codificação	102
5.3.5 Memória	103
5.3.6 Parâmetros dos AG.....	104
5.3.7 Inserção da Impedância do RT	105
5.3.8 Ajuste do Tap do RT	106
5.3.9 Formulação do FPO.....	107
5.4 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO	109
5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	111
CAPÍTULO 6 - RESULTADOS	112
6.1 INTRODUÇÃO.....	112
6.2 SISTEMA DE 11 BARRAS	114
6.2.1 Problemas no Sistema de 11 Barras	114
6.2.2 Resultados com a Alocação de BCs e/ou RTs.....	115
6.2.2.1 Alocação Exclusiva de BCs	115
6.2.2.2 Alocação Exclusiva de RTs.....	117
6.2.2.3 Alocação Simultânea de BCs e RTs.....	119
6.2.2.4 Comparação dos Resultados.....	121
6.3 SISTEMA DE 70 BARRAS	122

6.3.1 Problemas no Sistema de 70 Barras	124
6.3.2 Resultados com a Alocação de BCs e/ou RTs.....	124
6.3.2.1 Alocação Exclusiva de BCs	125
6.3.2.2 Alocação Exclusiva de RTs.....	127
6.3.2.3 Alocação Simultânea de BCs e RTs.....	129
6.3.2.4 Comparação dos Resultados.....	131
6.3.3 Resultados para Variação das Opções de Alocação Exclusiva de RTs	132
6.3.3.1 Soluções Obtidas.....	133
6.3.3.2 Problemas de Violação de Tensão.....	134
6.3.3.3 Problemas de Queda de Tensão	134
6.3.3.4 Comparação dos Resultados.....	135
6.3.4 Resultados para Variação das Opções de Alocação Exclusiva de BCs.....	137
6.3.4.1 Soluções Obtidas.....	138
6.3.4.2 Problemas de Violação de Tensão.....	139
6.3.4.3 Problemas de Queda de Tensão	140
6.3.4.4 Comparação dos Resultados.....	141
6.4 DESEMPENHO DA METODOLOGIA	142
6.5 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS.....	144
6.5.1 Alocação Exclusiva de BCs.....	145
6.5.2 Alocação Exclusiva de RTs.....	146
6.5.3 Alocação Simultânea de BCs e RTs.....	147
6.6 ANÁLISE DO UNIVERSO DE INDIVÍDUOS E SOLUÇÕES	148
6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	149
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES	151
7.1 CONCLUSÕES	151
7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	152
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	154

APÊNDICE A - FLUXOS DE POTÊNCIA	160
APÊNDICE B - FORMULAÇÃO DO FPO VIA MPDPI	169
APÊNDICE C - MODELAGEM DE TAPS DE RTS.....	178
APÊNDICE D - DADOS DOS SISTEMAS	180

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Terminologia Versus Conceito da Computação.....	20
Tabela 3.2 – Exemplo de População com Seus Indivíduos e Aptidões.....	25
Tabela 4.1 – Tensões Nominais Padronizadas entre 1 e 69 KV.....	34
Tabela 4.2 – Nomenclatura das Buchas Conforme ANSI e ABNT	69
Tabela 4.3 – Capacidade de Ganho de Carga.....	74
Tabela 5.1 – Condições e Opções de Uma Simulação com Alocação	88
Tabela 5.2 – Número de Horas para Cada Condição de Carga	89
Tabela 5.3 – Número de Dias em um Ano para Cada Tipo de Dia.....	89
Tabela 5.4 – Porcentagem da Carga Total para Cada Condição de Carga.....	90
Tabela 5.5 – Tensão na Barra Inicial para Cada Condição de Carga	90
Tabela 5.6 – Regras para Obtenção das Violações dos Limites de Tensão	93
Tabela 5.7 – Tamanhos e Preços dos BCs Fixos e Automáticos Usados.....	96
Tabela 5.8 – Correntes Nominais e Preços dos RTs de 13,8 kV Usados	97
Tabela 5.9 – Codificação do Tamanho dos BCs	101
Tabela 5.10 – Exemplo de Decodificação de um Indivíduo	103
Tabela 5.11 – Configuração dos AG.....	104
Tabela 6.1 – Opções de Simulação e Índices de Ponderação Usados	112
Tabela 6.2 – Índices de Ponderação da FO Usados nas Simulações.....	113
Tabela 6.3 – Problemas de Violação e Queda de Tensão no Sistema de 11 Barras.....	114
Tabela 6.4 – Solução com BCs para Alocação Exclusiva – 11 Barras	115
Tabela 6.5 – Solução com RTs para Alocação Exclusiva – 11 Barras.....	117
Tabela 6.6 – Solução com BCs para Alocação Simultânea – 11 Barras	120
Tabela 6.7 – Custos e Valor da FO sem e com Alocação – 11 Barras	121
Tabela 6.8 – Problemas de Violação e Queda de Tensão no Sistema de 70 Barras.....	124
Tabela 6.9 – Solução com BCs para Alocação Exclusiva – 70 Barras	125

Tabela 6.10 – Solução com RTs para Alocação Exclusiva – 70 Barras.....	127
Tabela 6.11 – Solução com BCs para Alocação Simultânea – 70 Barras	129
Tabela 6.12 – Solução com RTs para Alocação Simultânea – 70 Barras	129
Tabela 6.13 – Custos e Valor da FO sem e com Alocação – 70 Barras	131
Tabela 6.14 – Soluções para as Combinações de Alocação Exclusiva de RTs.....	133
Tabela 6.15 – Custos e Valor da FO para Alocação Exclusiva de RTs	136
Tabela 6.16 – Soluções para as Combinações de Alocação Exclusiva de BCs.....	138
Tabela 6.17 – Tensões Menores que 0,93 pu sem e com Alocação de BCs	139
Tabela 6.18 – Quedas de Tensão Maiores que 4% sem e com Alocação de BCs.....	140
Tabela 6.19 – Custos e Valor da FO para Alocação Exclusiva de BCs	141
Tabela 6.20 – Desempenho da Metodologia para o Sistema de 70 Barras	143
Tabela 6.21 – Desempenho da Metodologia para o Sistema de 11 Barras	144
Tabela 6.22 – Soluções para a Validação Exclusiva de BCs	145
Tabela 6.23 – Custos e Valor da FO para Validação Exclusiva de BCs	146
Tabela 6.24 – Soluções para a Validação Exclusiva de RTs.....	146
Tabela 6.25 – Custos e Valor da FO para Validação Exclusiva de RTs	147
Tabela 6.26 – Soluções para a Validação Simultânea de RTs e BCS	148
Tabela 6.27 – Universo de Indivíduos e de Soluções Diferentes	149

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Fluxograma Básico de um AG.....	23
Figura 3.2 – Método da Roleta.....	26
Figura 3.3 – Método de Torneio.....	27
Figura 3.4 – Método da Amostragem Universal Estocástica	28
Figura 3.5 – Cruzamento em 1 Ponto.....	29
Figura 3.6 – Cruzamento em 2 Pontos	30
Figura 3.7 – Cruzamento Disperso.....	31
Figura 3.8 – Cruzamento Uniforme	31
Figura 3.9 – Mutação	32
Figura 4.1 – Tensões Nominais Padronizadas entre 1 e 69 KV	35
Figura 4.2 – Fluxo de Reativos com e sem BCs	41
Figura 4.3 – Dispositivo de Tempo	46
Figura 4.4 – Curva de Operação do Sensor Tempo-Tensão.....	47
Figura 4.5 – Ligação para Redução de Tensão	54
Figura 4.6 – Ligação para Elevação de Tensão.....	55
Figura 4.7 – Chave Inversora Inserida no Circuito do RT	55
Figura 4.8 – Reator de Comutação Inserido no Circuito do RT.....	56
Figura 4.9 – Operação do Reator de Comutação.....	57
Figura 4.10 – Operação do Regulador de Tensão	60
Figura 4.11 – Circuito do <i>Line-Drop Compensation</i>	64
Figura 4.12 – Ajustes Adequados de Temporização para RTs em Cascata	65
Figura 4.13 – Ajustes Inadequados de Temporização para RTs em Cascata.....	66
Figura 4.14 – Exemplo de Diagrama com Fluxo Reversível	67
Figura 4.15 – Diagrama Simplificado da Ligação do RT na Linha	67
Figura 4.16 – Conexão Monofásica do RT	70

Figura 4.17 – Conexão em Delta Aberto de RTs	70
Figura 4.18 – Conexão em Delta Fechado de RTs.....	71
Figura 4.19 – Conexão em Estrela de RTs.....	72
Figura 4.20 – Aumento de Carga Obtido pelo Aumento da Faixa de Regulação	75
Figura 4.21 – Reguladores de Tensão Colocados em Paralelo	76
Figura 4.22 – Perfil da Tensão para Vários Tipos de Carga em um Alimentador	78
Figura 4.23 – Perfil da Tensão para Um BC à 1/3 do Final da Linha.....	79
Figura 4.24 – Perfil da Tensão para Um BC no Final da Linha.....	79
Figura 4.25 – Perfil da Tensão com Um RT em 30% do Incídio da Linha.....	80
Figura 4.26 – Perfil da Tensão com Dois RTs em 20% e 50% do Início da Linha.....	80
Figura 4.27 – Perfil da Tensão para Um Capacitor e Um RT	81
Figura 4.28 – Perfil da Tensão para Um Capacitor e Dois RTs.....	82
Figura 5.1 – Fluxograma da Metodologia Geral	84
Figura 5.2 – Fluxograma de uma Simulação sem Alocação	85
Figura 5.3 – Fluxograma de uma Simulação com Alocação.....	86
Figura 5.4 – Codificação Geral de um Indivíduo.....	98
Figura 5.5 – Decodificação da Linha para Um RT	99
Figura 5.6 – Decodificação da Barra para Um BC.....	101
Figura 5.7 – Exemplo de Decodificação de Um Indivíduo	102
Figura 5.8 – Fluxograma da Validação da Metodologia de Alocação	109
Figura 5.9 – Fluxograma da Criação da População com Todos os Indivíduos	110
Figura 6.1 – Sistema de 11 Barras.....	114
Figura 6.2 – Tensão nas Barras sem e com BCs – Dia Útil – C. Pesada – 11 Barras	116
Figura 6.3 – Queda de Tensão sem e com BCs – Sábado – C. Pesada – 11 Barras	116
Figura 6.4 – Queda de Tensão sem e com BCs – Dia Útil – C. Pesada – 11 Barras.....	117
Figura 6.5 – Tensão nas Barras sem e com RTs – Dia Útil – C. Pesada – 11 Barras	118
Figura 6.6 – Queda de Tensão sem e com RTs – Dia Útil – C. Pesada – 11 Barras	119

Figura 6.7 – Sistema de 70 Barras.....	123
Figura 6.8 – Tensão nas Barras sem e com BCs – Dia Útil – C. Média – 70 Barras	125
Figura 6.9 – Tensão nas Barras sem e com BCs – Dia Útil – C. Pesada – 70 Barras	126
Figura 6.10 – Queda de Tensão sem e com BCs – Dia Útil – C. Média – 70 Barras.....	126
Figura 6.11 – Queda de Tensão sem e com BCs – Dia Útil – C. Pesada – 70 Barras.....	127
Figura 6.12 – Tensão nas Barras sem e com RTs – Dia Útil – C. Pesada – 70 Barras	128
Figura 6.13 – Queda de Tensão sem e com RTs – Dia Útil – C. Pesada – 70 Barras.....	129
Figura 6.14 – Tensão nas Barras sem e com BCs e RTs – Dia Útil – C. Pesada	130
Figura 6.15 – Queda de Tensão sem e com BCs e RTs – Dia Útil – C. Pesada.....	130
Figura 6.16 – Problemas de Violação do Limite Inferior de Tensão	134
Figura 6.17 – Problema de Queda de Tensão Superior a 4%	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	–	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AG	–	Algoritmos Genéticos
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	–	<i>American National Standards Institute</i>
BC	–	Banco de Capacitores
CEB	–	Companhia Energética de Brasília
COPEL	–	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
DRC	–	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	–	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DRCM	–	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica
DRPM	–	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária
FPO	–	Fluxo de Potência Ótimo
ICC	–	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
FO	–	Função Objetivo
FP	–	Fluxo de Potência
MPDPI	–	Método Primal-Dual de Pontos Interiores
NBR	–	Norma Brasileira
P	–	Potência Ativa
PQ	–	Barra de Carga
PV	–	Barra de Tensão Controlada
Q	–	Potência Reativa
RT	–	Regulador de Tensão
SDC	–	Soma das Correntes
SDP	–	Soma das Potências
SE	–	Subestação

TA	–	Tensão de Atendimento
TC	–	Transformador de Corrente
TCO	–	Tensão Contratada
TL	–	Tensão de Leitura
TN	–	Tensão Nominal
TP	–	Transformador de Potencial
V θ	–	Barra de Referência

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

a	–	relação das magnitudes das tensões dos RTs
A_k	–	fator de carga da variação linear da carga ativa em relação à tensão
a_{km}	–	<i>tap</i> do transformador no ramo km
a_{max}	–	limite máximo de relação de magnitude
a_{min}	–	limite mínimo de relação de magnitude
$Auto_{bbc}$	–	indica a instalação de BC automático na barra bbc
b	–	barra com queda de tensão superior a 4%
B	–	banda de ajuste do BC
bbc	–	barra com BC instalado
B_k	–	fator de carga da variação quadrática da carga ativa em relação à tensão
b_k^{sh}	–	susceptância <i>shunt</i> na barra k
b_{km}	–	susceptância série no ramo km
b_{km}^{sh}	–	metade da susceptância <i>shunt</i> no ramo km
CA	–	total mensal de unidades consumidoras objeto de medição
C_{BS}	–	conjunto de barras do sistema
CC	–	total de unidades consumidoras com leituras na faixa crítica
C_{CS}	–	conjunto de circuitos do sistema
C_k	–	fator de carga da variação linear da carga reativa em relação à tensão
C_m	–	conjunto de barras alimentadas pela barra m
CP_b	–	valor da carga pesada na barra b
CP_g	–	custo de geração ativa do gerador g
$Custo_{auto}$	–	custo do BC automático instalado
$Custo_{fixo}$	–	custo do BC fixo instalado
$Custos_{lrt}$	–	custo do RT instalado na linha lrt
ρ	–	peso associado ao desvio de tensão
ΔV_{cap}	–	elevação de tensão provocada pela entrada em operação do BC

ΔVM	–	queda de tensão máxima entre a SE e o BC instalado
ΔVm	–	queda de tensão mínima entre a SE e o BC instalado
$Dias_j$	–	número de dias j no período de um ano
D_k	–	fator de carga da variação quadrática da carga reativa em relação à tensão
DV	–	função objetivo que minimiza o desvio das tensões especificadas
$Energia$	–	energia total consumida pelas perdas durante um ano
$f(u)$	–	função objetivo a ser otimizada
f_1	–	custo das perdas de potência ativa
f_2	–	custo das violações dos limites de tensão
f_3	–	custo das violações das quedas de tensão
f_4	–	custo dos BCs
f_5	–	custo dos RTs
FC_k	–	fator de carga na barra k
$Fixo_{bbc}$	–	indica a instalação de BC fixo na barra bbc
FO	–	função objetivo a ser minimizada
Φ	–	conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%
φ_{km}	–	ângulo de defasamento no ramo km
$g(u)$	–	vetor de restrições de igualdade
g_{km}	–	condutância série no ramo km
$h(u)$	–	vetor de restrições de desigualdade
$Horas_{ij}$	–	número de horas correspondente à condição de carga i no dia j
i	–	corresponde a condição de carga Pesada, Média e Leve
I_1	–	medição é realizada no nó k e este pertence a área a
I_2	–	medição é realizada no nó m e este pertence a área a
I_3	–	medição é realizada no nó k e este não pertence a área a
I_4	–	medição é realizada no nó m e este não pertence a área a
$I3$	–	corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do BC
I_{BC}	–	corrente nominal do BC

I_g	–	conjunto de geradores controláveis de potência ativa
I_{circ}	–	corrente de circulação entre dois RTs em paralelo
I_{inrush}	–	corrente <i>inrush</i> para a energização de um BC
I_{km}	–	corrente que sai da barra k em direção a barra m
I_m	–	corrente solicitada pela carga da barra m
I_{max}	–	corrente de carga máxima do BC
I_{min}	–	corrente de carga mínima do BC
I_{NRT}	–	corrente nominal do RT
I_{on}	–	corrente que liga o BC referida ao secundário do TC
I_{off}	–	corrente que desliga o BC referida ao secundário do TC
I_{SRT}	–	corrente de sobrecarga do RT
IT_a	–	intercâmbio líquido na área a
j	–	corresponde ao número de Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados
k	–	índice de cada barra do sistema
l_{rt}	–	linha com RT instalado
$MoldeBC$	–	número de <i>bits</i> do molde do BC
$MoldeRT$	–	número de <i>bits</i> do molde do RT
nb	–	número de barras
n_{lc}	–	número de leituras situadas nas faixas críticas
n_{lp}	–	número de leituras situadas nas faixas precárias
$Número_Bits$	–	número de <i>bits</i> necessários para a codificação do indivíduo
$Número_Decimal$	–	número convertido a partir dos <i>bits</i> que especificam a tensão
$NMBC$	–	número máximo de BCs que podem ser alocados
$NMRT$	–	número máximo de RTs que podem ser alocados
n_{reg}	–	número de RTs alocados
Ω	–	conjunto de barras com BC instalado
Ω_k	–	conjunto de barras ligadas a barra k
P_d	–	vetor de demanda de potência ativa

$Perdas_{ij}$	–	perda de potência ativa correspondente à condição de carga i no dia j
P_g	–	vetor com geração de potência ativa
PG_g	–	geração ativa do gerador g
PG_k	–	potência ativa gerada na barra k
P_{ij}	–	porcentagem da carga pesada referente ao patamar de carga i e dia j
P_k	–	potência ativa líquida injetada na barra k
P_{km}	–	fluxo de potência ativa que sai da barra k em direção a barra m
PL_k	–	carga ativa na barra k
Ψ	–	conjunto de linhas com RT instalado
Q_c	–	potência total do BC
Q_d	–	vetor de demanda de potência reativa
QC_k	–	potência reativa capacitiva na barra k
Q_g	–	vetor com geração de potência reativa
QG_k	–	potência reativa gerada na barra k
QI_k	–	potência reativa indutiva na barra k
Q_k	–	potência reativa líquida injetada na barra k
Q_{km}	–	fluxo de potência reativa que sai da barra k em direção a barra m
Q_k^{sh}	–	potência reativa devido ao elemento <i>shunt</i>
QL_k	–	carga reativa na barra k
QT_{bij}	–	tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia da semana j
R	–	resistência
RTC	–	relação de transformação do TC que alimenta o controle
RTP	–	relação de transformação do TP que alimenta o controle
S_{km}^{max}	–	potência aparente máxima para o ramo km
S_m	–	potência da carga da barra m
θ_k	–	ângulo da tensão da barra k
θ_{km}	–	diferença angular entre as barras k e m
$Tensão_Ajustada$	–	tensão na barra subsequente ao RT

u	–	vetor de variáveis do sistema
\dot{V}	–	vetor com tensão fasorial
\dot{V}_1	–	tensão fasorial na barra da subestação
V_{aj}	–	tensão ajustada para operação do BC
V_c	–	valor de compensação de tensão
VD	–	valor do dólar
<i>Violação</i>	–	violação de tensão total do sistema em um ano
<i>Violação_{ij}</i>	–	violação de tensão de todas as barras para a carga i no dia j
V_i^{reg}	–	tensão especificada na barra de saída do RT
V_k	–	módulo da tensão da barra k
V_k^0	–	tensão inicial da barra k
V_m	–	módulo da tensão da barra m
V_n	–	tensão nominal do circuito
V_{off}	–	tensão de referência para desligar o BC
V_{on}	–	tensão de referência para ligar o BC
$V_{saída}$	–	tensão de saída do alimentador que depende do patamar de carga
$VUCSS$	–	vida útil do contato submetido à sobrecarga
$VUNC$	–	vida útil normal do contato
w_c	–	índice de ponderação de f_4
w_p	–	índice de ponderação de f_1
w_q	–	índice de ponderação de f_3
w_r	–	índice de ponderação de f_5
w_v	–	índice de ponderação de f_2
X	–	reatância
X_t	–	reatância total entre o BC e a SE fonte
\dot{Y}	–	matriz de admitância de barra
Y_{barra}	–	matriz de admitância nodal
Z_{km}	–	impedância do ramo km

RESUMO

O alto nível de potência reativa demandada nos sistemas de distribuição, o aumento das cargas e as perdas técnicas resultam em variações de tensão nas barras e comprometimento da qualidade da energia elétrica fornecida. Para se assegurar essa qualidade, utilizam-se dispositivos que permitam realizar um controle efetivo da tensão, da potência reativa e do fator de potência. Entre estes dispositivos estão o Regulador de Tensão – RT e o Banco de Capacitores – BC, que são alocados neste trabalho através da utilização dos Algoritmos Genéticos – AG, juntamente com o Fluxo de Potência Ótimo – FPO com base no Método Primal-Dual de Pontos Interiores. A estratégia proposta é a adoção dos AG para a alocação de BC, estabelecendo o tipo de banco (fixo ou automático) e a potência (em kvar) e, também a alocação de RT, estabelecendo o ajuste da tensão de saída dos mesmos. Já o FPO se responsabiliza pela solução do fluxo de carga e ajuste dos *taps* dos RT que asseguram os níveis de tensão nas saídas dos RT que são especificados pelos AG para os diversos patamares de carga. A formulação matemática para a metodologia é baseada em critérios de minimização dos custos de perda de potência ativa, das penalizações por violação de tensão e queda de tensão e dos custos dos equipamentos alocados. Os resultados para o algoritmo proposto são apresentados para sistemas de distribuição radiais de 11 e 70 barras de BARAN e WU (1989).

Palavras-chave: Alocação de Capacitores, Alocação de Regulador de Tensão, Redes de Distribuição de Energia Elétrica, Inteligência Artificial, Algoritmos Genéticos, Fluxo de Potência Ótimo.

ABSTRACT

The high reactive power level demanded at the distribution systems, the increase of loads and consequence technical losses introduces variations at the buses voltage magnitudes, which compromises the quality of the supplied electric energy. To assure a quality, some devices are used to allow an effective control of the voltage magnitude, of the reactive power and the factor of power. Between these devices they are the Voltage Regulator – RT and the Bank of Capacitors – BC, which will be allocated in this work through the Genetic Algorithms – AG, together with the Optimal Power Flow – FPO based on the Interior Points Method. The strategic proposed is the adoption of the AG to the allocation of BC with the specification of the type of bank (fixed or automatic) and the power (in kvar), and also, for the allocation of RT with the adjustment of the exit voltage of them, while the FPO is responsible for the resolution of the power balance equations and the adjustments of the taps of the RT in order to get the voltage level specified by the AG for the diverse load levels. The mathematical formulation for the methodology is based on minimization of the loss cost of active power, weighting the voltage violations, fall of voltage and the costs of the placed equipment. The results for the considered algorithm are presented for radial distribution systems of 11 and 70 buses.

Keywords: Allocation of Capacitors, Allocation of Voltage Regulators, Distribution Networks, Artificial Intelligence, Genetic Algorithms, Optimal Power Flow.

CAPÍTULO 1 - PROPOSTA

1.1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos a energia transformou-se em um produto essencial para o desenvolvimento humano, possibilitando avanços tecnológicos que contribuíram para o bem estar das pessoas. Até a década de noventa, o serviço relacionado à produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica era provido por empresas de caráter estatal e monopolista. Com o início da reestruturação mundial do setor elétrico, foi imposta a necessidade de tratar a energia como um produto associado a serviços para prover a sua entrega aos consumidores com requisitos de qualidade, continuidade e segurança, sujeita a regras de mercado e de investimentos privados. Isso tornou imperativa a criação de novos paradigmas e regras para o funcionamento do setor relacionado à chamada indústria de energia elétrica. Em decorrência disso, o Setor Elétrico Brasileiro viu-se submetido a um acelerado ritmo de mudanças de estrutura e processos nos diversos segmentos da sua indústria de energia elétrica.

As alterações necessárias para adequar o setor elétrico a esta nova realidade, principalmente representado pela imposição de leis e normas de regulação bastante exigentes, imprimiram uma velocidade de mudanças que, muitas vezes, terminaram por comprometer a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Para agir neste sentido, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a qual passou a ser a responsável pela legislação e fiscalização das empresas de energia e pela relação entre os consumidores e as concessionárias.

Dentre os vários aspectos que são regulados e devem ser fiscalizados pela ANEEL está o do nível e qualidade da tensão disponibilizada aos consumidores. Este quesito é regulado pela Resolução ANEEL N° 505 de novembro de 2001, a qual estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de

energia elétrica em regime permanente.

Para assegurar essa conformidade dos níveis de tensão nos diversos pontos da rede de distribuição, é essencial a utilização de dispositivos que permitam realizar um controle efetivo da tensão, da potência reativa do sistema e do fator de potência. Os equipamentos utilizados para realizar este controle são os Reguladores de Tensão – RTs, os transformadores com mudança de *tap*, sem e sob carga, localizados nas subestações, os capacitores paralelos e os capacitores série, na forma de Banco de Capacitores – BC.

Para que esta tarefa de regulação de tensão seja realizada de maneira eficaz, ela é dividida em dois subproblemas:

- a. Planejamento, no qual se busca determinar o melhor local de instalação, o dimensionamento e o ajuste dos equipamentos, levando em consideração os diversos critérios de desempenho;
- b. Operação, o qual trata da coordenação da atuação destes dispositivos após a sua alocação.

No entanto, devido à complexidade da rede e dos alimentadores de distribuição, a escolha adequada dos tipos de dispositivos e de suas localizações e ajustes não é tarefa trivial, pois o problema é de análise combinatorial, variáveis inteiro-mista e restrições não-lineares. Dessa forma, torna-se importante desenvolver ferramentas computacionais que dêem suporte à tomada de decisão do planejador para que ele possa fazer a aplicação mais adequada possível dos recursos destinados à melhoria do sistema de distribuição.

Portanto, este trabalho está focado no subproblema de planejamento, ou seja, na determinação dos melhores locais para a instalação dos BCs, fixos e chaveados, e dos RTs ao longo dos alimentadores, bem como seus dimensionamentos e ajustes.

1.2 JUSTIFICATIVA

Para um melhor aproveitamento da energia elétrica, entre outros equipamentos, os BCs e os RTs podem ser utilizados para reduzir as perdas de energia e manter a tensão elétrica dentro dos limites aceitáveis considerando o custo destes equipamentos com

relação às outras alternativas possíveis, como o recondutoramento ou a reconfiguração da rede.

Os benefícios fornecidos pela compensação dependem da forma com que os equipamentos são inseridos no sistema, em outras palavras, na localização, capacidade e ajustes dos mesmos. Estas decisões implicam tarefas complexas, pois se lida com valores e dimensões reais de um sistema de distribuição de energia elétrica, fazendo com que as decisões sejam tomadas com base na experiência, através da tentativa e erro, e no conhecimento de especialistas, o que pode não gerar o melhor resultado esperado.

A fim de contornar o empirismo com que muitas concessionárias alocam seus dispositivos de compensação de reativo e de tensão, o trabalho pretende apresentar uma metodologia, baseada em Algoritmos Genéticos – AG e Fluxo de Potência Ótimo – FPO, que aloque BCs e RTs de forma a minimizar, entre outras coisas, as perdas elétricas e os desvios de tensão nas redes de distribuição.

Um fator que cabe salientar é que o diferencial nesse trabalho é a alocação simultânea desses dispositivos, pois normalmente os trabalhos alocam apenas BC ou apenas RT. E, a utilização do FPO para a avaliação dos indivíduos fornecidos pelos AG, pois normalmente são utilizados tradicionais Fluxos de Carga já consolidados na indústria.

1.3 MOTIVAÇÃO

Com a modernização do modelo energético brasileiro, mudanças têm ocorrido nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com o novo modelo do setor elétrico brasileiro, o mercado se tornou mais competitivo, fazendo com que pequenas empresas distribuidoras comecem a se preocupar com a qualidade do serviço prestado. Como forma de competir, as empresas necessitam diminuir o custo, e entre as muitas formas existentes, as formas abordadas para diminuí-lo é a minimização das perdas, das quedas de tensão e da violação dos limites de tensão, tendo em vista ainda, o menor custo na compra de equipamentos.

Além da motivação exposta anteriormente, outras contribuíram para a proposta

deste trabalho:

- a. Dar continuidade aos estudos na área de compensação de reativos e regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica desenvolvidos em BEÊ (2007);
- b. Aprofundar os estudos relativos à regulação da tensão em redes de distribuição com a inclusão dos RTs, além dos BCs;
- c. Estudar em profundidade as diferenças que existem nos locais de instalação dos BCs e RTs quando os objetivos são minimizar as perdas elétricas, as quedas e as violações dos limites de tensão, para mantê-la dentro de limites preestabelecidos;
- d. Ter em vista o menor custo do investimento na compra de equipamentos para a minimização dos objetivos técnicos.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é implementar um algoritmo computacional para a alocação de BCs e RTs em sistemas de distribuição usando AG e, para chegar neste objetivo, foram traçadas as seguintes etapas:

- a. Fazer uma revisão bibliográfica sobre o estado da arte do projeto proposto;
- b. Realizar um estudo sobre regulação de tensão em redes de distribuição e equipamentos utilizados para este fim, com ênfase nos BCs e RTs;
- c. Revisar conceitos de técnicas de Inteligência Artificial baseadas em algoritmos evolutivos, com foco nos AG;
- d. Desenvolver uma metodologia para a alocação de BCs e RTs utilizando os AG;
- e. Implementar um algoritmo computacional para a alocação dos BCs e RTs no sistema de distribuição;
- f. Utilizar a heurística para melhorar o desempenho do algoritmo;
- g. Validar o algoritmo computacional desenvolvido através da comparação de resultados com outras técnicas;

- h. Realizar estudos com sistemas exemplo.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em sete capítulos, sendo que o Capítulo 1 é introdutório. O Capítulo 2 apresenta o “estado da arte” do problema em questão e os modelos de Fluxo de Potência considerados. O Capítulo 3 detalha os fundamentos dos AG, descrevendo sua metodologia, características, parâmetros e operadores.

O Capítulo 4 descreve-se a regulação de tensão em redes de distribuição, regulamentações das tensões de atendimento e os principais equipamentos e forma de controle de tensão, abordando, principalmente, os BCs e os RTs. O Capítulo 5 relata a metodologia adotada para a solução do problema com o detalhamento da formulação matemática do problema de otimização utilizado. O Capítulo 6 mostra os resultados obtidos para os sistemas de 11 barras e 70 barras de BARAN e WU (1989) e, finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento deste trabalho, conforme já mencionado, foi motivado pelo fato das concessionárias de energia elétrica operarem em um ambiente com perdas e com necessidades de controle de tensão. A partir da década de noventa, com o mercado aberto, com o fim das grandes empresas estatais de geração e transmissão de energia elétrica, e com a regulamentação do setor elétrico imposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica passou a ser vantajoso que as concessionárias operem o sistema de forma otimizada, diminuindo as perdas de energia e obedecendo os padrões exigidos pelas resoluções cabíveis.

Neste contexto, uma alternativa relevante para a melhoria do desempenho de um sistema de distribuição de energia elétrica é a utilização de métodos de otimização para a resolução de problemas vinculados a diminuição de perdas do sistema elétrico.

Os primeiros métodos utilizados no problema de alocação de capacitores foram analíticos. Estes métodos utilizavam cálculos para determinar a maximização da função de custo dos capacitores, que geralmente era composta pela economia de energia, redução de perdas e custo de instalação dos bancos. Uma das principais desvantagens deste método era o custo computacional, o que, muitas vezes, tornava o método impraticável. Os pioneiros no uso desta técnica foram NEAGLE e SAMSON (1956), COOK (1959), COOK (1961), SCHMILL (1965), CHANG (1969) e BAE (1978).

Porém, estes métodos de solução eram muito simplificados e costumavam considerar sistemas com um único tipo de condutor e carga uniformemente distribuída. Para estas simplificações, desenvolveu-se um método analítico no qual um único Banco de Capacitores – BC devia ser instalado a uma distância igual a dois terços do início do alimentador para reduzir as perdas e, conseqüentemente, melhorar o perfil de tensão. Este

método é denominado “regra dos dois terços”. De modo geral, uma das desvantagens dos métodos analíticos é que os pontos de alocação dos capacitores não coincidem fisicamente com os possíveis locais de instalação dos equipamentos, sendo necessário adaptar os resultados à realidade do alimentador (COPEL, 1992).

Devido à complexidade do problema de alocação de BC e às limitações dos métodos analíticos surgiram novas abordagens baseadas na aplicação de técnicas heurísticas em versões relaxadas do problema. Na busca de resultados que retratassem melhor a realidade do problema, GRAINGER e LEE (1981a) e SALAMA *et al.* (1985a e 1985b) consideraram condutores de diferentes seções e cargas não uniformemente distribuídas. GRAINGER e CIVANLAR (1985) consideraram o uso de capacitores chaveados e apresentam uma discussão em relação à imprecisão da “regra dos dois terços”.

BARAN e WU (1989) classificaram em três as abordagens para o problema: (a) baseadas em programação dinâmica, tratando a capacidade dos bancos como uma variável discreta; (b) combinação entre métodos analíticos convencionais e métodos heurísticos; e (c) formulando um problema de programação não linear, no qual a capacidade dos BCs e os locais candidatos são representados por variáveis contínuas, como apresentado por GRAINGER e LEE (1981b).

A partir da década de 90, o problema de alocação de BCs passou a ser estudado através da utilização de diversas técnicas de Inteligência Artificial, as quais serão detalhadas na próxima seção. Já quanto à alocação de Reguladores de Tensão – RTs, ainda é insípido o estudo da mesma, sendo também apresentado na próxima seção os poucos trabalhos que versam sobre essa área.

2.2 ESTADO DA ARTE

A partir da década de 90, o problema de alocação de BCs foi estudado através da utilização de diversas técnicas, tais como: *simulated annealing* (CHIANG *et al.*, 1990a; CHIANG *et al.*, 1990b), algoritmos genéticos (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994), programação dinâmica nebulosa (CHIN, 1995), sistemas nebulosos (SU e TSAI, 1996),

abordagens mais direcionadas para a solução do problema através de cálculos elétricos e métodos numéricos (WANG *et al.*, 1997a; WANG *et al.*, 1997b), algoritmos genéticos-*simulated annealing* (GHOSE *et al.*, 1998), algoritmos genéticos considerando distorção harmônica de tensão (CHUNG e LEUNG, 1999), algoritmos genéticos considerando uma abordagem para sistemas de distribuição completos (KALYUZHNY *et al.*, 2000), busca tabu (GALLEGO *et al.*, 2001), modelos híbridos de algoritmos genéticos-modelos matemáticos (MIRANDA *et al.*, 2001) e raciocínio nebuloso com algoritmos genéticos (SU *et al.*, 2001).

Em meios às diversas técnicas citadas, destacam-se os Algoritmos Genéticos – AG como uma das técnicas mais utilizadas devido à facilidade de sua aplicação em problemas de natureza combinatória. Deste modo, pioneiramente, SUNDHARARAJAN e PAHWA (1994) apresentaram uma nova metodologia para determinar o tamanho, localização, tipo e número de BCs para serem instalados em uma rede de distribuição radial. O objetivo foi o de minimizar as perdas de potência de pico e as perdas de energia no sistema de distribuição considerando o custo do BC. Um método baseado em análise de sensibilidade foi utilizado para selecionar as localizações candidatas para alocação de BCs. Em seguida, foi utilizado AG para determinar a seleção de BCs. Assim, as barras com maiores sensibilidades foram as candidatas para alocação de capacitores dentro dos AG.

Também baseada na idéia de fatores de sensibilidade, BALA *et al.*, (1997) utilizou a matriz Jacobiana para reduzir o número de alternativas de soluções avaliadas, usando para tanto a sensibilidade P/Q da matriz Jacobiana.

GHOSE *et al.* (1998) apresentaram um modelo que combina *simulated annealing* e AG para solução do problema de alocação de BCs em uma rede de distribuição visando à redução de perdas de energia. Os resultados apresentados indicaram uma grande melhora no processo de convergência do algoritmo atingindo valores de perdas menores ou iguais aos obtidos através de AG simples.

O trabalho feito por DELFANTI *et al.* (2000) propôs uma metodologia para se estabelecer os pontos de instalação de BCs com o objetivo de minimizar o custo de

instalação dos mesmos. O problema, inicialmente não-linear, é linearizado e resolvido por três procedimentos: via (a) algoritmo *Branch and Bound*, (b) algoritmo micro-genético e (c) procedimento híbrido, onde os AG substituíram o algoritmo *Branch and Bound* quando da ocorrência de um problema numérico.

No trabalho de MIRANDA *et al.* (2001) foi apresentado um modelo que usa informação sobre o gradiente da Função Objetivo – FO, que é a minimização das perdas, para reparar os cromossomos e melhorar as soluções de um AG, dando uma força na direção da convergência do procedimento. No caso do estudo utilizado, apenas as barras PQ foram utilizadas como candidatas à solução. As simulações realizadas mostraram que a convergência é bastante melhorada com a adoção do modelo híbrido matemático com AG. Nesse artigo, ainda foram comparados três métodos: um AG simples; um modelo híbrido de AG com programação evolucionária; e o modelo híbrido matemático com AG.

Em GALLEGO *et al.* (2001), a solução do problema da alocação de reativos determina o tipo do BC (fixo ou automático), o tamanho do banco (kvar), a localização do banco e os esquemas de controle deste banco onde a FO foi expressa através do custo das perdas e do custo do investimento durante um período.

No trabalho proposto por MENDES *et al.* (2001) a instalação de BCs foi avaliada conjuntamente sob a ótica de redução de perdas e do conseqüente aumento do lucro na distribuição de energia, além de aspectos operacionais. Esse trabalho apresentou uma nova abordagem via AG como o emprego de um enfoque memético, onde uma fase de busca local é associada aos AG. A abordagem via algoritmo memético se diferencia de um AG básico no emprego de uma fase de otimização a que são submetidos os novos indivíduos gerados. O resultado obtido utilizando uma abordagem via algoritmos meméticos se mostrou interessante e trouxe resultados válidos.

Em ALVES *et al.* (2002), o dimensionamento, localização e controle de BCs foram levados a efeito com base na curva de carga reativa. Na prática, as curvas de cargas individuais são consideradas idênticas à curva de carga do alimentador para efeito do programa de operação dos BCs chaveados e que pode ser substituída pela curva de duração

de carga aproximada em três degraus (pesada, média e leve). O problema procura maximizar a economia pela instalação dos bancos e minimizar o custo de instalação dos mesmos e foi resolvido por três procedimentos: via (a) algoritmo micro-genético, (b) Sistema Nebuloso e (c) um método híbrido, onde se inseriu o conhecimento especialista da lógica nebulosa a fim de reduzir o espaço de busca e diminuir o tempo de processamento. Como resultado, o método híbrido, ou seja, o do algoritmo micro-genético com a inserção da lógica nebulosa para a inicialização do processo foi o mais eficiente.

O trabalho de SOUSA (2003), inicialmente, simulou um Fluxo de Potência Ótimo – FPO cuja FO é a minimização das perdas de transmissão. O problema foi resolvido pelo Método Primal-Dual dos Pontos Interiores – MPDPI. Os multiplicadores de Lagrange obtidos da solução do FPO foram utilizados para se determinar as barras que são candidatas a terem alocação de reativos. A interpretação dos multiplicadores de Lagrange relacionadas às equações de balanço de potência reativa é que eles fornecem uma relação de sensibilidade entre a FO e a variação de carga reativa. Ou seja, as barras com os maiores multiplicadores de Lagrange indicam aquelas barras cuja variação de carga reativa mais influencia as perdas totais. Tendo em vista esse fato, Souza utilizou essas barras como candidatas naturais a terem alocação de reativo. Em seguida, a partir da matriz Jacobiana do sistema elétrico representado, obteve uma matriz de sensibilidade, a qual relaciona variações de tensões para variações carga reativa. Com este sistema de equações lineares formulou um problema de minimização onde se pretendeu minimizar as variações de injeção de reativo nas barras pré-selecionadas pelos multiplicadores de Lagrange, de modo que as variações nas tensões provocadas pelas variações de injeção de reativos ficassem dentro dos limites operacionais de tensão das barras consideradas.

Pode-se citar ainda, trabalhos mais recentes focados no problema de alocação de BCs, como HSIAO *et al.* (2004) empregando um método que combinou sistemas nebulosos e AG. Já em SANDRINI (2005) foi utilizado os AG e o algoritmo de nuvem de partículas, e CHIOU *et al.* (2006) utilizaram evolução diferencial com programação inteira para sistemas de distribuição de larga escala. Tem-se também o trabalho de CHANG *et al.*

(2007) que foi uma evolução do trabalho de CHIOU *et al.* (2006) hibridizando um algoritmo de busca robusta no algoritmo de evolução diferencial para alocação de BCs em sistemas de distribuição de larga escala.

ALCÂNTARA e SILVA (2005) estudaram a determinação da influência de cargas dependentes da tensão na solução do problema de localização e controle otimizados de BCs em sistemas de distribuição de energia. Neste trabalho, efeitos de cargas dependentes da tensão, denominadas cargas de impedância constante (Z), corrente constante (I), potência constante (P), e uma carga mista ZIP foram estudados e discutidos nos seus aspectos técnicos e econômicos pelo uso de um algoritmo codificado em inteiros baseado em AG.

O trabalho escrito por COELHO *et al.* (2005) apresentou um aplicativo computacional baseado na resolução de um modelo não linear de alocação de BCs para a otimização de perdas em sistema de distribuição de energia elétrica, cuja FO considerou um fator de penalização nos limites de tensão das barras. O algoritmo utilizou um método híbrido baseado no consumo de reativos das cargas e uma busca combinatória.

Em AGUIAR e FRANCO (2005), a alocação de BCs em redes de distribuição de sistemas de potência constituiu-se num problema de otimização clássico para redução de custos de investimento e perdas de energia em sistemas de distribuição radiais. Neste trabalho, o problema é abordado por meio de uma estratégia de aproximação linear e por uma mudança na representação das variáveis. Exemplos de aplicações do modelo em várias redes de distribuição, com diferentes horizontes de planejamento mostraram a eficiência, robustez e outros índices de desempenho, caracterizando este novo método como uma alternativa atraente a aplicações dedicadas ao planejamento de redes de distribuição radiais.

Em PEREIRA e MANTOVANI (2006) abordou-se a alocação de BCs como um problema multi-objetivo e resolvido por um algoritmo evolutivo que utilizou um esquema de codificação e operadores genéticos projetados e direcionados para considerar as características específicas do problema de alocação de capacitores. No entanto, o que

chama a atenção nesse trabalho foi a consideração de além das de praxe minimização das perdas ativas e custos dos capacitores, das restrições de tensão como uma segunda FO.

Recentemente, BEÊ (2007) empregou a técnica de AG para determinação da alocação dos BCs em alimentadores de distribuição cuja formulação do problema considerou, além dos critérios de otimização comumente utilizados, tais como, a minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores e penalização dos limites de tensão, as seguintes funções objetivo: (a) penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador e (b) minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos BCs.

Já em termos de alocação de RTs existem poucos trabalhos. Em SAFIGIANNI e SALIS (2000), a alocação dos RTs para sistemas radiais de distribuição é baseada em uma FO que avalia os custos de investimento e manutenção destes equipamentos e ainda, os custos das perdas da rede sob análise. Além da instalação do RT, o algoritmo fez ainda a seleção adequada do equipamento e o correto ajuste do *tap*.

Em ALVES (2005) foi realizado o desenvolvimento e a implementação computacional de uma metodologia, baseada em programação evolucionária, no caso os AG, que determina o local e a capacidade dos equipamentos de controle de tensão. Ou seja, além dos RTs, também os BCs são alocados com o objetivo de minimizar o custo de instalação e das perdas, respeitando os limites de tensão e levando em conta a variação da carga.

Em MENDOZA *et al.* (2007), novamente uma função multi-objetivo, focada nas perdas e nas quedas de tensão, foi levada em conta para alocação dos RTs em um sistema de distribuição radial. Porém, neste trabalho, foi utilizado um micro AG para encontrar a solução, o qual melhorou a eficiência do processo de otimização quando comparado com outro algoritmo evolucionário, pois ele aplicou o conceito de Pareto para um pequeno conjunto de possibilidades, ou seja, no máximo cinco indivíduos usados na população.

Resumidamente, muitos trabalhos descritos na literatura utilizam a técnica de AG para solução do problema de alocação de equipamentos para o controle de tensão, pois a

mesma pode tratar de problemas de otimização com vários critérios de otimização e que possuem um grande número de mínimos locais, onde a solução ótima global é difícil de ser encontrada.

Como os AG operam sobre uma população de candidatos em paralelo, podem fazer a busca em diferentes áreas do espaço de soluções ao contrário dos métodos de otimização tradicionais, onde a inicialização do algoritmo é feita com um único candidato, que iterativamente é manipulado utilizando, geralmente, métodos determinísticos para resolução de um problema (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994).

Assim sendo, devido às boas características dos AG, nesse trabalho, foi escolhida essa técnica para solução do problema de alocação de BCs e RTs em redes de distribuição.

Como já comentado, salienta-se que além da alocação de BCs similarmente a como foi feito por BEÊ (2007) e de RTs, separadamente, o presente trabalho apresenta o diferencial de alocar esses dispositivos simultaneamente, possibilitando uma análise detalhada a respeito da alocação dessas tecnologias.

Outro diferencial desse trabalho em relação à BEÊ (2007) e a outros trabalhos refere-se à utilização de FPO como avaliador da FO principal do problema que é a minimização de perdas e desvios de tensão. Essa ferramenta foi utilizada devido à necessidade de ter que se ajustar os *taps* dos RTs para cada posição alocada dos reguladores.

2.3 OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO

Como observado na revisão bibliográfica apresentada acima, os critérios de otimização comumente utilizados para o problema de alocação de BCs e RTs são a minimização das perdas, dos custos dos capacitores e penalização dos limites de tensão, ou seja, trata-se de um problema de otimização multi-objetivo.

Um problema de otimização multi-objetivo consiste em determinar um vetor de variáveis de decisão, que otimiza uma função vetorial, cujos elementos representam os índices de desempenho a serem otimizados. A solução que minimiza um índice

provavelmente não minimiza os outros índices, sendo assim, necessário introduzir o conceito de Otimalidade de Pareto. Segundo esse conceito, uma solução viável para um problema de programação multi-objetivo é uma solução de Pareto, se não existir outra solução que irá produzir uma melhora em um objetivo sem causar uma degradação em pelo menos um dos outros objetivos (LIN, 1976).

Como o problema de alocação de BCs e RTs é um problema de otimização multi-objetivo cabe colocar que não existe somente uma solução ótima para o problema abordado e sim um conjunto de possíveis soluções denominadas eficientes ou Pareto-ótimo. E, como não se conhece a importância de cada um dos objetivos todas as soluções Pareto-ótimo são igualmente importantes (PEREIRA e MANTOVANI, 2006).

Existem diversos métodos para obtenção do conjunto de soluções Pareto (JIN, 1976): método dos pesos, das restrições, método que otimiza com hierarquia, o método do critério global, programação de metas e outros. Mas, como o problema neste trabalho será resolvido por AG, o mesmo pode ser aliado ao Critério da Otimalidade de Pareto afirmando-se que a lista-Pareto é preenchida com os indivíduos dominantes para cada objetivo individualmente. Ou seja, segundo o conceito de dominância, uma solução domina a outra quando esta solução não é pior que as outras em todos os objetivos ou quando a mesma é estritamente melhor que as outras em pelo menos um objetivo (PEREIRA e MANTOVANI, 2006).

2.4 FLUXOS DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A técnica de AG para se alocar os BCs e RTs requer uma avaliação de cada solução gerada. Para que se faça essa avaliação é necessária a obtenção do novo estado da rede com a instalação dos equipamentos selecionados a fim de se verificar as perdas e a melhora no perfil de tensão, ou seja, é necessária a resolução de um Fluxo de Potência – FP.

Vários métodos eficientes para solução do problema de FP em redes de distribuição radiais estão disponíveis na literatura especializada. Esses métodos estão

divididos em duas grandes categorias: o Método da Soma das Correntes – SDC ou Soma das Potências – SDP, conhecidos como “Varredura Direta e Reversa”; e os métodos baseados na “Impedância Nodal Implícita” (SRINIVAS, 2000).

A primeira categoria é recomendada, principalmente, para sistemas puramente radiais, embora possa ser adaptada para redes com algumas poucas malhas (fracamente malhados). O método tem duas versões: a primeira tem uma formulação em termos de corrente (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988), enquanto a segunda utiliza uma formulação baseada em potência (BROADWATER *et al.*, 1988).

Os métodos baseados na matriz impedância nodal implícita utilizam uma formulação mais adequada para sistemas malhados. Baseiam-se na formação e fatoração da matriz de admitância nodal (Y_{barra}) e injeções de corrente equivalentes para resolver a rede. Nesse método, o efeito da fonte e das cargas é representado separadamente por superposição (CHEN, 1991).

Já os métodos usuais de FP utilizados em sistema de transmissão, tais como os Métodos de Newton-Raphson e seus variantes: Método Desacoplado e Desacoplado Rápido, não apresentam desempenho adequado no caso de redes de distribuição radiais devido a problemas de dominância e mau condicionamento da matriz de admitância nodal. Esse fato resulta de características particulares das redes de distribuição tais como a baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves, RTs e trechos pequenos de linha entre cargas muito próximas) associados a outros com valor de impedância relativamente alto (MONTICELLI, 1983).

No entanto, recentemente, CARVALHO (2006) e PAIVA (2006) aplicaram o Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual para resolução das equações de balanço de potência ativa e reativa de redes de distribuição. Para resolvê-las, foi formulado um problema de otimização tal como um FPO, mas com várias simplificações, por exemplo, ausência de restrições de tensão, ausência de controle de FP nas linhas e outros. Os resultados apresentados para redes radiais foram satisfatórios.

Originalmente, o FPO foi desenvolvido com o objetivo de definir um conjunto de ações de controle que eliminem as violações operativas do sistema de transmissão, tais como violações no perfil de tensão de barras do sistema, violações no carregamento dos circuitos, desbalanços entre carga e geração, dentre outras.

Desde a formulação original de CARPENTIER (1962), diversos métodos foram propostos para a resolução do FPO. Dentre eles destacam-se:

- a. Método do Gradiente Reduzido (DOMMEL e TINNEY, 1968);
- b. Método de Injeções Diferenciais (CARPENTIER, 1973);
- c. Método de Newton (SUN *et al.*, 1984);
- d. Método de Programação Linear Sucessiva (ALSAÇ *et al.*, 1990);
- e. Método Primal-Dual de Pontos Interiores – MPDPI.

Destes, o MPDPI proposto por GRANVILLE (1993) e também explorado por LATORRE (1995) aplicado em problemas de FPO apresenta, em geral, duas estratégias distintas. A primeira aplica o método a um problema de programação linear obtido pela linearização das equações de balanço de potência ativa e reativa do algoritmo de FP. A segunda consiste em aplicar o MPDPI diretamente ao problema de programação não-linear original do FPO.

Esta segunda estratégia é conhecida também como Método dos Pontos Interiores Direto e apresenta as seguintes características na resolução do FPO (RIBEIRO, 2005):

- a. Número reduzido de iterações para alcançar a solução ótima;
- b. Não depende da convergência do algoritmo de FP, pois no esquema iterativo as equações de balanço só serão atendidas na solução ótima;
- c. Eficiência na resolução de sistemas mal condicionados e com problemas de tensão.

Com base no exposto, dois métodos de FP foram abordados neste trabalho: o Método da SDC, por ser um método elaborado para sistemas puramente radiais e por ter apresentado melhores resultados em termos de tempo total de computação e facilidade de modelagem dos componentes do sistema de distribuição; e o FPO resolvido pelo MPDPI

devido às suas características matemáticas e por possibilitar a otimização dos *taps* dos reguladores quando de sua alocação e operação nas redes de distribuição.

Maiores detalhes sobre os dois métodos de FP usados neste trabalho são apresentados no Apêndice A.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foram descritas as principais metodologias aplicadas para se alocar dispositivos controladores de tensão em redes de distribuição. Pelos bons resultados apresentados pelos AG na literatura especializada, o mesmo foi adotado nesse trabalho para a alocação concomitante de BCs e RTs. Dessa forma, pode-se avaliar adequadamente qual a melhor composição dos mesmos para qualquer sistema de distribuição levando em consideração critérios técnicos e econômicos.

A fim de se avaliar cada alocação dos dispositivos, proposta pelos AG, concluiu-se que as melhores metodologias de FP para redes de distribuição são: Método da Somas das Correntes e Método dos Pontos Interiores.

Assim, foram montadas duas metodologias para alocação de dispositivos: uma com a adoção do Método da SDC e outra com o FPO via MPDPI, cada qual com suas especificidades, a serem descritas no Capítulo 5.

Antes disso, cabe descrever as técnicas de regulação de tensão e a dos AG, a serem apresentadas nos próximos capítulos.

CAPÍTULO 3 - ALGORITMOS GENÉTICOS

3.1 INTRODUÇÃO

Os métodos e técnicas de busca e otimização tradicionais iniciam-se com um único candidato, que iterativamente é manipulado utilizando, geralmente, métodos determinísticos para resolução de um problema (WINSTON, 1992).

Por outro lado, as técnicas de computação evolucionária operam sobre uma população de candidatos em paralelo. Assim, elas podem fazer a busca em diferentes áreas do espaço de soluções, alocando um número de soluções apropriadas para busca em várias regiões. Portanto, tais técnicas têm maiores chances de atingir as áreas promissoras do espaço de busca.

Entre as técnicas de computação evolucionária podem-se citar as Estratégias Evolucionárias, a Programação Evolucionária, a Programação Genética e, principalmente, devido aos trabalhos pioneiros de John Holland (HOLLAND, 1975), os Algoritmos Genéticos – AG.

Os AG são algoritmos evolutivos inspirados na Teoria de Seleção Natural. Eles atuam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem indivíduos cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer. Os AG trabalham sempre com as áreas mais promissoras do espaço de busca (HAUP e HAUP, 1998; GALVÃO e VALENÇA, 1999). Vale lembrar que os AG são uma classe de procedimentos, com um conjunto de passos distintos e bem especificados, na qual cada um destes passos possui muitas variações possíveis.

Nos AG, normalmente, cada indivíduo da população, chamado cromossomo, corresponde a uma solução para um dado problema. Um mecanismo de reprodução, baseado em processo evolutivo, é aplicado sobre a população atual com o objetivo de

explorar o espaço de busca e determinar melhores soluções para o problema (RABELO e OCHI, 1996).

Toda tarefa de busca ou otimização possui vários componentes, entre eles o espaço de busca, onde são consideradas todas as possibilidades de solução de um determinado problema, e a função de avaliação, ou função de custo, que é uma maneira de avaliar as soluções no espaço de busca. Existem muitos métodos de busca e funções de avaliação (GOLDBERG, 1997).

Os AG diferem dos métodos tradicionais de busca e otimização, principalmente em quatro aspectos (GOLDBERG, 1997; REZENDE, 2003):

- a. Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
- b. Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não um único ponto;
- c. Utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- d. Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

Os AG são eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Baseiam-se na evolução biológica e são capazes de identificar e explorar fatores ambientais e convergir para soluções ótimas em níveis globais, contornando a ocorrência de ótimos locais. Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções muito elegantes são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir globalmente para soluções ótimas ou aproximadamente ótimas (HOLLAND, 1975; GOLDBERG, 1997).

Vários trabalhos vêm sendo desenvolvidos com aplicação de técnicas de AG, as quais são extremamente interessantes como ferramentas de busca e otimização na solução dos mais diferentes tipos de problemas (BEASLEY *et al.*, 1992; BEASLEY *et al.*, 1993; WHITLEY, 1993; REZENDE, 2003).

3.2 TERMINOLOGIA

Baseado na teoria da evolução pode-se dizer que o meio ambiente é o responsável pela seleção em cada geração dos seres vivos mais aptos de uma população. Logo, somente os mais aptos conseguem passar suas características genéticas para as demais gerações, pois os menos adaptados são eliminados antes de gerarem descendentes. No processo de reprodução são aplicados os operadores genéticos de mutação e cruzamento, entre outros, que atuam sobre o material genético armazenado nos cromossomos e, com isso, tem-se a variabilidade dos indivíduos na população. A sobrevivência do mais adaptado é determinada pela seleção natural.

Os AG sofrem influência da biologia, em suas definições, isso explica muitos termos semelhantes, utilizados por estes métodos (GALVÃO e VALENÇA, 1999).

A Tabela 3.1 apresenta a terminologia da biologia também adotada pela computação juntamente com o seu significado do ponto de vista dos AG.

TABELA 3.1 – TERMINOLOGIA VERSUS CONCEITO DA COMPUTAÇÃO

Terminologia	Computação
Gene	Parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo.
Cromossomo	Representa a estrutura de dados que codifica uma solução para um problema.
Genótipo	Informação contida em uma solução.
Fenótipo	É a decodificação do indivíduo, especificado por um genótipo, formando um objeto, estrutura ou organismo.
Indivíduo	Solução no espaço de busca.
População	Conjunto de soluções (indivíduos) no espaço de busca.
Geração	Iteração completa do AG que produz uma nova população.

3.3 CARACTERÍSTICAS GERAIS

A aplicação de operadores genéticos tem como objetivo a produção de novos indivíduos a partir de indivíduos existentes. O princípio básico dos operadores é fazer com que a população, através de sucessivas gerações, estenda a busca até chegar a um resultado satisfatório. A grande utilidade destes operadores é fazer com que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores.

Quando se trabalha com AG para resolução de problemas, o grande desafio está exatamente na codificação, ou qual a melhor maneira de representar o problema, que deve ter uma estrutura de dados, geralmente vetores ou cadeias de valores binários (estruturas mais tradicionais, porém nem sempre as mais indicadas), reais ou inteiros. Esta estrutura é chamada de indivíduo ou cromossomo, e cada *bit* chamado de gene.

O indivíduo representa o conjunto de parâmetros de variáveis da Função Objetivo – FO cuja resposta será maximizada ou minimizada. O conjunto de todas as configurações que o indivíduo pode assumir forma o espaço de busca. Por exemplo, se o indivíduo representa n parâmetros de uma função, então o espaço de busca é um espaço com n dimensões. A maioria das representações genotípicas utiliza vetores de tamanho finito com um alfabeto também finito (REZENDE, 2003).

Normalmente, o genótipo de um indivíduo é representado por um vetor binário, onde cada elemento do vetor denota uma ou outra característica de uma determinada propriedade. Os elementos podem ser combinados formando as características reais do indivíduo, ou seja, o seu fenótipo. Portanto, essa representação é independente do problema, pois uma vez encontrada a representação em vetores binários, as operações padrões podem ser utilizadas, facilitando o seu emprego em diferentes classes de problemas (SPEARS *et al.*, 1993).

A representação binária é historicamente importante, uma vez que foi utilizada nos trabalhos pioneiros de John Holland (HOLLAND, 1975). Além disso, ainda é a representação mais utilizada, por ser de fácil utilização, manipulação e simplicidade de

analisar teoricamente. Contudo, se um problema tem parâmetros contínuos e o usuário desejar trabalhar com maior precisão, provavelmente acabará utilizando longos indivíduos para representar soluções, necessitando de uma grande quantidade de memória. Outro aspecto a ser observado é a não-uniformidade dos operadores, por exemplo, se o valor real de um gene for codificado por um vetor binário, a mutação nos primeiros valores binários do gene afetará mais a aptidão do indivíduo que a mutação nos seus últimos valores (REZENDE, 2003).

A aptidão do indivíduo depende do seu desempenho e é calculada através da função de avaliação. Em problemas de otimização, a própria FO é a candidata natural ao cargo de função de avaliação ou função de aptidão. Assim, pode-se dizer que a função de avaliação é dependente do problema em particular. Esta função recebe como entrada o indivíduo e faz o cálculo da aptidão, ou grau de adaptação, retornando esta informação.

3.4 ESTRUTURA BÁSICA DE UM AG

Para os problemas de otimização sempre existe um objetivo a ser alcançado (ou vários, no caso de otimizadores com múltiplos objetivos), que é representado por uma FO. A avaliação desta função permite calcular a aptidão de cada indivíduo.

Os AG procuram melhorar a população, ou seja, buscam os indivíduos de melhor aptidão, seja para uma FO de maximização ou minimização, e se utilizam de diversas etapas e operadores genéticos conforme o fluxograma básico apresentado na Figura 3.1.

De acordo com o fluxograma, observa-se que os AG baseiam-se inicialmente na criação de uma população inicial, gerada aleatoriamente ou de forma dirigida empregando alguma heurística especialmente desenvolvida para o problema em questão, composta por indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema.

Durante o processo evolutivo esta população é avaliada: para cada indivíduo é dado um índice através do cálculo do *fitness*, refletindo, desta forma, sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer

modificações em suas características, através de recombinação e mutações, gerando descendentes para a próxima geração, a qual representa uma melhor aproximação da solução do problema de otimização que a população anterior. Este processo, chamado de reprodução, é repetido até que um conjunto de condições satisfatórias, dado normalmente pela aptidão do melhor indivíduo em conjunto com a limitação do número de gerações ou tempo de simulação ou uma tolerância de erro admissível seja encontrado, caracterizando a convergência para uma solução satisfatória.

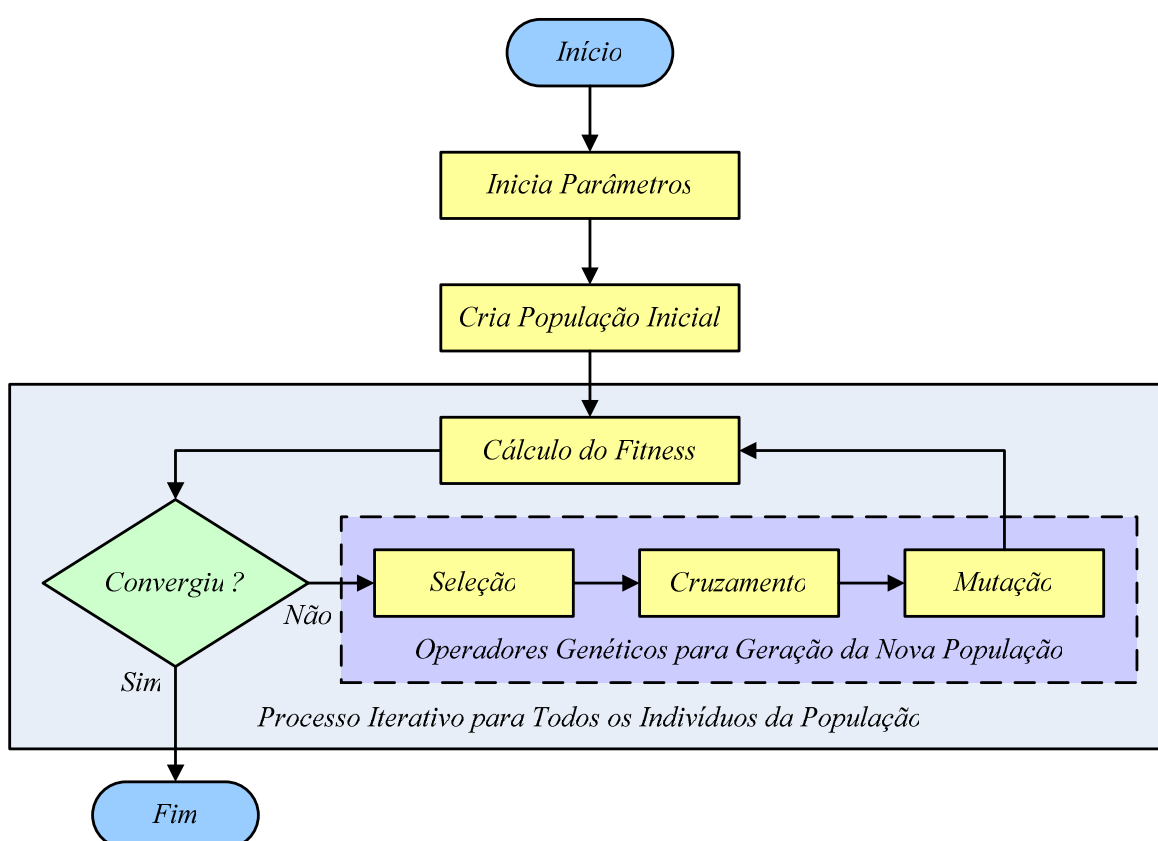


FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA BÁSICO DE UM AG

Embora possam parecer simplistas do ponto de vista biológico, esses algoritmos são suficientemente complexos para fornecer mecanismos poderosos e robustos de busca adaptativa (GOLDBERG, 1997; COELHO, 2003).

3.5 OPERADORES GENÉTICOS

Os operadores genéticos transformam a população através de sucessivas gerações, buscando melhorar a aptidão ou *fitness* dos indivíduos. Os operadores genéticos são necessários para que a população se diversifique e mantenha as características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores. Basicamente, os AG utilizam três operadores: seleção, cruzamento e mutação.

3.5.1 Seleção

Os AG simples operam com um número fixo de indivíduos na população ao longo das gerações. Então, a cada geração, devem-se selecionar quais indivíduos possuirão cópias e quais tendem a desaparecer.

Logo, surge a necessidade de um operador de seleção, cujo objetivo é selecionar os indivíduos que sofrerão cruzamento e mutação. A seleção pode ser definida de maneira simples como sendo a escolha probabilística de indivíduos de uma população tendo como base as suas aptidões e, da mesma forma que ocorre no processo de seleção natural, os indivíduos mais qualificados ou aptos, de acordo como a FO, têm mais chances de serem selecionados.

Desta forma, com intuito de privilegiar os indivíduos mais aptos no processo de seleção, a cada membro da população é atribuído um valor absoluto dado por uma função denominada função de aptidão. Esta função recebe como entrada os valores do gene do indivíduo e fornece como resultado sua aptidão. A aptidão pode ser vista como uma nota que mede o quão boa é a solução codificada por um indivíduo e é baseada no valor da FO, que é específica para cada problema.

Para alguns métodos de seleção, é desejável que o valor de aptidão de cada indivíduo seja menor que 1, e que a soma de todos os valores de aptidão seja igual a 1. Para isso, para cada indivíduo é calculada a aptidão relativa que é obtida dividindo o valor de sua aptidão pela soma dos valores de aptidão de todos os indivíduos da população.

No processo de seleção, após associada uma nota de aptidão a cada indivíduo da população, escolhe-se então um subconjunto de indivíduos da população atual, gerando uma população intermediária. Vários métodos de seleção têm sido propostos, entre eles se destacam tradicionalmente: Método da Roleta, Método do Torneio e o Método da Amostragem Universal Estocástica (REZENDE, 2003; COELHO, 2003), além do Elitismo.

3.5.1.1 *Elitismo*

O elitismo é uma técnica que pode ser adicionada a qualquer método de seleção. É utilizado para contornar a possibilidade de descarte dos melhores indivíduos de uma geração, o que pode acontecer em qualquer método de seleção, e consiste em transferir os n melhores indivíduos de uma geração para a geração seguinte, antes de ocorrer a seleção dos indivíduos que poderão, dependendo da probabilidade de cruzamento e mutação, sofrer modificações.

Como exemplo, uma população com sete indivíduos, conforme apresentado na Tabela 3.2, em que seus respectivos valores de aptidão absoluta são apresentados juntamente com as aptidões relativas.

TABELA 3.2 – EXEMPLO DE POPULAÇÃO COM SEUS INDIVÍDUOS E APTIDÕES

Indivíduo	Aptidão Absoluta	Aptidão Relativa
1	15	0,21
2	4	0,05
3	19	0,26
4	5	0,07
5	9	0,13
6	8	0,11
7	12	0,17
Total	72	1 ou 100%

Para um elitismo de dois indivíduos, teríamos garantidos na próxima geração, sem sofrer qualquer modificação, os indivíduos 1 e 3.

3.5.1.2 Roleta

No Método da Roleta, a probabilidade de um indivíduo ser selecionado é proporcional à sua aptidão relativa. O nome deriva de uma analogia que pode ser realizada para facilitar a sua compreensão: a seleção seria um sorteio aleatório em uma roleta, na qual os setores referentes a cada indivíduo seriam proporcionais às suas aptidões relativas.

Esse tipo de seleção depende de aptidões numéricas. Além disso, este tipo de seleção exige valores não negativos, uma vez que a aptidão representa a área do setor da roleta, conforme mostrado na Figura 3.2, e nesse caso grandezas negativas não fazem sentido.

A roleta é então girada tantas vezes quantas forem necessárias para obter o número requerido de indivíduos para o cruzamento e mutação, e, logicamente, os indivíduos com maior valor de aptidão têm maior chance de serem selecionados.

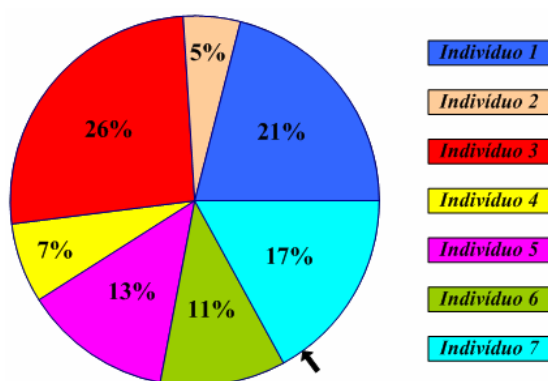


FIGURA 3.2 – MÉTODO DA ROLETA

A Figura 3.2 mostra também a roleta para os indivíduos e suas respectivas aptidões relativas apresentadas na Tabela 3.2, e neste caso, a roleta está selecionando o indivíduo 7 para a geração intermediária, assim denominada a população dos indivíduos

selecionados para sofrerem cruzamentos e mutações.

3.5.1.3 Torneio

No Método do Torneio, n indivíduos da população são selecionados aleatoriamente, e aquele com maior aptidão, entre os n indivíduos, é selecionado para a população intermediária. O processo é repetido até que a população intermediária seja preenchida. Geralmente utiliza-se 2 ou 3 indivíduos para a disputa do torneio.

Este método é muito utilizado, pois oferece a vantagem de não exigir que a comparação seja feita entre todos os indivíduos da população e possui a vantagem da não-geração de super-indivíduos, pois a chance do indivíduo com maior grau de aptidão ser selecionado para um torneio é a mesma de um indivíduo de menor grau, independentemente de seu grau de aptidão ser alto.

Um exemplo de torneio entre 3 indivíduos para os indivíduos da Tabela 3.2 é apresentado na Figura 3.3.

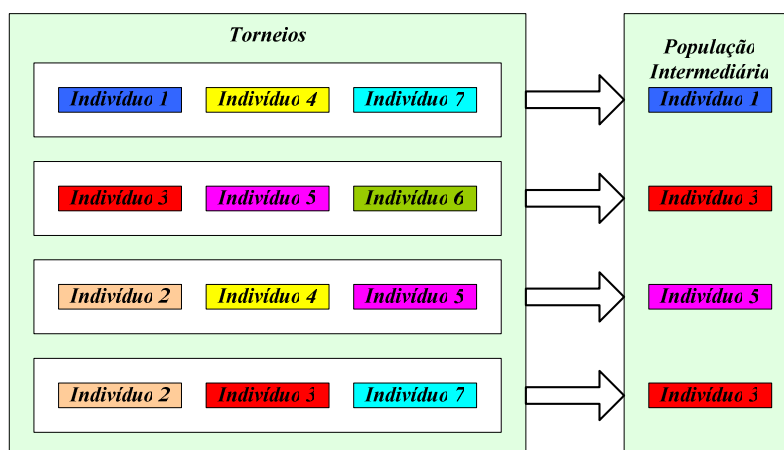


FIGURA 3.3 – MÉTODO DE TORNEIO

Neste exemplo, os indivíduos 1, 3 e 5 formarão a população intermediária para sofrer os cruzamentos e mutações para gerar a nova população. Observa-se ainda neste método que o indivíduo menos apto, mesmo que selecionado para um torneio, nunca

gerará descendentes, pois nunca vencerá o torneio.

3.5.1.4 Amostragem Universal Estocástica

O Método da Amostragem Universal Estocástica pode ser considerado como uma variação do método da roleta, na qual, ao invés de um único ponteiro, são colocadas n ponteiros igualmente espaçados, sendo n o número de indivíduos a serem selecionados para a população intermediária. Dessa forma, a roleta é girada uma única vez, ao invés de n vezes, selecionando assim os indivíduos, conforme mostrado na Figura 3.4.

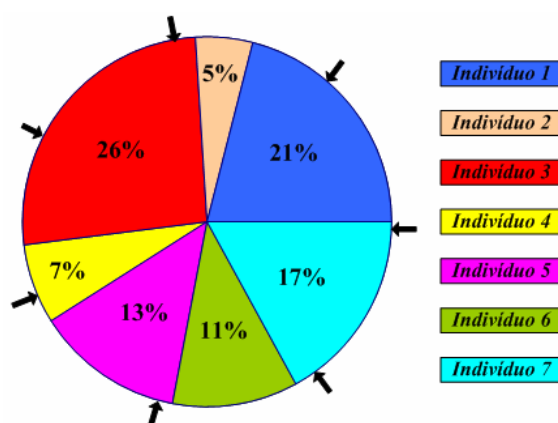


FIGURA 3.4 – MÉTODO DA AMOSTRAGEM UNIVERSAL ESTOCÁSTICA

Evidentemente, os indivíduos cujas regiões possuem uma maior área terão maior probabilidade de serem selecionados por várias vezes. Conseqüentemente, a seleção de indivíduos pode conter várias cópias de um mesmo indivíduo, enquanto outros podem desaparecer.

3.5.2 Cruzamento

A reprodução é uma etapa inspirada na natureza e tem, por objetivo, criar novas soluções na população. O princípio básico dos operadores de cruzamento é transformar a população através de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado

satisfatório. Os operadores de cruzamento são necessários para que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores.

Durante a fase de reprodução, selecionam-se indivíduos da população que serão recombinados para formar descendentes, que, por sua vez, constituirão a geração seguinte. Os pares são selecionados aleatoriamente, usando-se um método que favoreça os indivíduos melhor adaptados. Logo que forem escolhidos os pares, seus cromossomos se mesclam e se combinam.

O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante o processo reprodutivo, permitindo que as próximas gerações herdem essas características. Ele é considerado o operador genético predominante, por isso é aplicado com probabilidade dada pela taxa de cruzamento entre 70 e 100% (ÁVILA, 2002).

Quanto maior for essa taxa, mais rapidamente novas estruturas serão introduzidas na população. Mas se for muito alta, estruturas com boas aptidões poderão ser retiradas mais rapidamente que a capacidade da seleção em criar melhores estruturas. Se a taxa for muito baixa, a busca pode estagnar.

Existem diversos tipos de operadores de cruzamento, porém, os mais tradicionais são:

3.5.2.1 *Cruzamento com 1 Ponto de Corte*

Seleciona-se aleatoriamente um ponto de corte do cromossomo e, a partir desse ponto, realiza-se a troca de material cromossômico entre os dois indivíduos, gerando desta forma dois descendentes onde cada um dos dois filhos recebe informação genética de cada um dos pais, conforme mostrado na Figura 3.5.

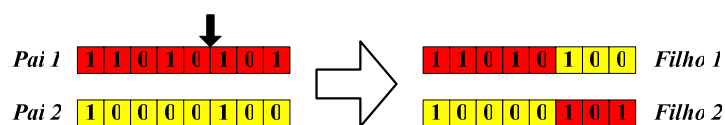


FIGURA 3.5 – CRUZAMENTO EM 1 PONTO

Uma observação a respeito do cruzamento é que podem ser gerados filhos completamente diferentes dos pais e, mesmo assim, contendo diversas características em comum. Outra questão é que o cruzamento não modifica um gene na posição em que os pais têm o mesmo valor, considerada uma característica cada vez mais importante com o passar das gerações.

3.5.2.2 *Cruzamento com 2 Pontos de Corte*

No cruzamento em dois pontos procede-se de maneira similar ao cruzamento de um ponto, ou seja, selecionam-se aleatoriamente dois pontos de corte do cromossomo e, a partir desses pontos, realiza-se a troca de material cromossômico entre os dois indivíduos, gerando desta forma dois descendentes, como representado na Figura 3.6.

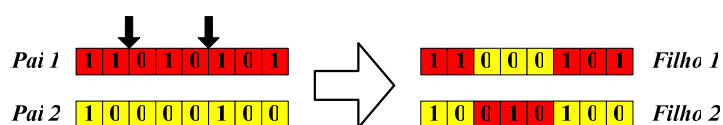


FIGURA 3.6 – CRUZAMENTO EM 2 PONTOS

Percebe-se, então, que um dos descendentes fica com a parte central de um dos pais e as partes extremas do outro pai e vice versa.

3.5.2.3 *Cruzamento Disperso*

O cruzamento disperso é significativamente diferente dos outros dois cruzamentos apresentados anteriormente. O ponto de corte é substituído por um vetor binário aleatório também chamado de máscara, conforme ilustrado na Figura 3.7.

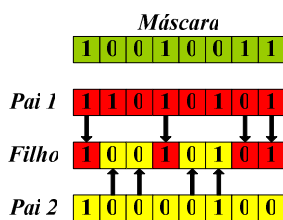


FIGURA 3.7 – CRUZAMENTO DISPERSO

A criação do filho é feita copiando-se o gene correspondente de um dos pais, que é escolhido de acordo com a máscara de cruzamento de modo que, se certo *bit* da máscara de cruzamento for 1, o gene correspondente será copiado do primeiro pai, e complementarmente, se certo *bit* da máscara de cruzamento for 0 será copiado do segundo pai.

3.5.2.4 Cruzamento Uniforme

O cruzamento uniforme é similar ao cruzamento disperso, a diferença básica é que após o cruzamento uniforme surgirão dois novos filhos, ao invés de apenas um como ocorre com o cruzamento disperso, conforme mostrado na Figura 3.8.

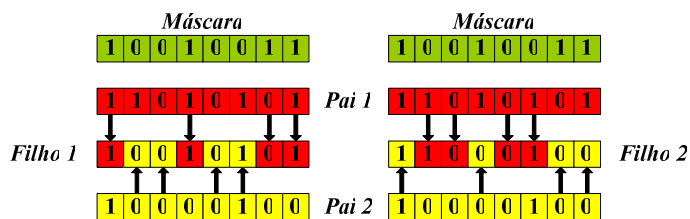


FIGURA 3.8 – CRUZAMENTO UNIFORME

O procedimento para criar ambos os filhos é exatamente o mesmo que o executado no cruzamento disperso. A diferença consiste em que, para o segundo filho, o processo será invertido, ou seja, se para o primeiro filho, quando o valor na máscara é 1, o gene é retirado do pai 1, para o segundo filho o gene é retirado do pai 2 e vice versa.

3.5.3 Mutação

O operador de mutação é necessário para a introdução e manutenção da diversidade genética da população, alterando arbitrariamente um ou mais componentes de uma estrutura escolhida, conforme ilustrado na Figura 3.9, o que fornece meios para introdução de novos elementos na população.

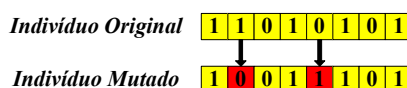


FIGURA 3.9 – MUTAÇÃO

Desta maneira, a mutação assegura que a probabilidade de chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero, além de contornar o problema de mínimos locais, pois este mecanismo altera levemente a direção da busca.

O operador de mutação é aplicado aos indivíduos com uma probabilidade dada pela taxa de mutação que comumente varia de 0,1 a 10%. Uma baixa taxa de mutação previne que a busca fique estagnada em sub-regiões do espaço de busca. Além disso, possibilita que qualquer ponto do espaço de busca seja atingido. Com uma taxa muito alta a busca se torna essencialmente aleatória.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

De um modo em geral, os AG apresentam-se como uma ótima ferramenta na solução de problemas de otimização. Os operadores genéticos auxiliam na busca por melhores soluções, os cruzamentos auxiliam na criação de novos bons indivíduos, a mutação evita o problema dos mínimos locais e o elitismo evita que os melhores indivíduos sejam perdidos a cada geração, tornando assim, o algoritmo uma opção robusta e eficaz para a aplicação no problema de alocação de equipamentos.

CAPÍTULO 4 - REGULAÇÃO DE TENSÃO

4.1 INTRODUÇÃO

Especificamente com relação aos níveis de tensão de atendimento, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL determinou por intermédio da Resolução N° 505, de 26 de novembro de 2001, que o sistema elétrico deve atender a certos níveis de tensão preestabelecidos, sendo estes fiscalizados e sujeitos a multas. Para que o sistema de distribuição de energia elétrica possa operar continuamente dentro dos limites definidos pela Resolução N° 505, são necessários estudos técnicos por parte das concessionárias de distribuição para identificar soluções economicamente viáveis para solucionar os problemas nos níveis de tensão dos alimentadores. Como a demanda não é constante, é necessário que tais estudos técnicos levem em conta a variação da carga ao longo do tempo (horas do dia e dias da semana).

De uma maneira geral, os problemas de tensão relacionados com o regime permanente dos alimentadores de distribuição podem ser solucionados através de diversas alternativas, dentre as quais se podem citar:

- a. A transferência da carga de um alimentador mais carregado para outros alimentadores menos carregados;
- b. O uso de Banco de Capacitores – BC para melhoria do Fator de Potência;
- c. Instalação de Regulador de Tensão – RT;
- d. Troca de bitola do alimentador;
- e. Construção de um novo alimentador;
- f. Mudança de tensão primária de alimentação e a construção de nova Subestação – SE.

Com a implementação de uma ou mais destas alternativas é possível se obter redução nas perdas elétricas do sistema, com conseqüente redução nos custos para a

concessionária. Assim, observa-se que o investimento na melhoria do sistema elétrico traz benefícios tanto para os consumidores quanto para as concessionárias, embora nem sempre seja fácil quantificar economicamente tais benefícios.

Para iniciar a definição dos problemas relacionados com a tensão e seu controle em sistemas de distribuição, primeiramente, é necessário definir os níveis de tensão de atendimento, os indicadores que quantificam a violação dos limites de tensão e os equipamentos empregados no controle de tensão.

4.1.1 Resolução N° 505 da ANEEL

A Resolução N° 505 da ANEEL, de 26 de novembro de 2001 (ANEEL, 2001), entre outras coisas, define tanto os níveis de tensão de atendimento como os indicadores que quantificam a violação dos limites de tensão.

4.1.1.1 Níveis de Tensão

Os valores permitidos nos alimentadores de tensão para as variações de tensão em regime permanente são mostrados na Tabela 4.1.

TABELA 4.1 – TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS ENTRE 1 E 69 KV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TCO)
Adequada	$0,93.TCO \leq TL \leq 1,05.TCO$
Precária	$0,90.TCO \leq TL < 0,93.TCO$
Crítica	$TL < 0,90.TCO$ ou $TL > 1,05.TCO$

A Figura 4.1 representa a classificação da Tensão de Atendimento em nível de distribuição, segundo a Resolução N° 505/2001 da ANEEL, em valores normalizados. Os valores base são a Tensão Nominal – TN e a Tensão Contratada – TCO.

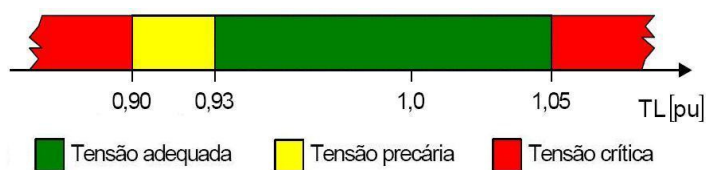


FIGURA 4.1 – TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS ENTRE 1 E 69 KV

Já a TCO da unidade consumidora (em tensão superior a 1 kV) deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega.

Analisando os valores estipulados pela ANEEL, mostrados na Figura 4.1 e na Tabela 4.1, observa-se que são toleradas pequenas variações na tensão. Como o nível de carregamento dos sistemas de distribuição varia de forma significativa ao longo das horas do dia, dos dias da semana e das estações do ano, torna-se importante um estudo aprofundado sobre como manter a tensão de atendimento dentro da faixa dos valores adequados, enquanto a carga apresenta suas variações horárias, diárias e mensais.

4.1.1.2 Indicadores que Quantificam a Violação dos Limites de Tensão

A Resolução N° 505/2001 da ANEEL define quatro indicadores que quantificam a violação dos limites de tensão adequada observados nos consumidores:

- a. Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP: indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido, expresso em percentual;
- b. Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária – DRPM: percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido;
- c. Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC: indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual;

- d. Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica – DRCM: percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido.

A resolução estabelece valores dos indicadores de DRPM e DRCM, sendo, respectivamente, 3% e 0,5%, válidos a partir de 2007, e ainda, que a concessionária deve apurar, quando de medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os indicadores individuais DRP e DRC, em %, determinados a partir das seguintes equações:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \quad (4.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 \quad (4.2)$$

onde:

nlp – número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc – número de leituras situadas nas faixas críticas;

1.008 – número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

Do mesmo modo, a resolução apresenta a forma pela qual a ANEEL calcula o indicador coletivo do Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC, em %, a partir dos dados das medições individuais e das medidas amostras, conforme a seguinte equação:

$$ICC = \frac{CC}{CA} \cdot 100 \quad (4.3)$$

onde:

CC – total de unidades consumidoras com leituras na faixa crítica;

CA – total mensal de unidades consumidoras objeto de medição.

Com a imposição destes limites, a ANEEL induz que as concessionárias disponibilizem um serviço de boa qualidade para a sociedade, mas para atender a todas estas exigências são necessários estudos detalhados das alternativas de correção de tensão,

para que as soluções implementadas operem de forma eficaz e apresentem um custo atrativo.

As alternativas dos equipamentos utilizados para o controle da tensão são os reguladores de tensão, os transformadores com mudanças de *taps* localizados nas subestações e os bancos de capacitores paralelo e série. Dentre estas possibilidades, duas serão analisadas em profundidade neste trabalho: o uso de banco de capacitores paralelo e a instalação de reguladores de tensão.

4.2 BANCO DE CAPACITORES

Os BCs são utilizados em sistemas de distribuição para compensação de reativos, contribuindo para a minimização das perdas de potência e energia e melhoria do perfil de tensão dentro de limites aceitáveis. A quantidade de compensação fornecida está relacionada à localização dos capacitores no sistema de distribuição, tamanho, quantidade e tipo de capacitores a serem instalados no sistema (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994).

Os capacitores aplicados em sistemas de distribuição estão geralmente localizados nos alimentadores de distribuição ou nas subestações. A sua utilização está focada na correção do fator de potência local, destacando que os bancos podem ser fixos ou automáticos dependendo das condições da carga. Basicamente, se aplicam bancos fixos para condições de carga leve e automáticos para cargas média e pesada do sistema (NATARAJAN, 2005).

A aplicação de BCs nos alimentadores de distribuição deve respeitar as normas técnicas das concessionárias e estar em consonância com o estabelecido nas resoluções ANEEL N° 456/2000 e 505/2001.

4.2.1 Resolução N° 456 da ANEEL

Considerando o fato de que a potência reativa não produz trabalho útil, porém,

deva ser transportada desde a geração até a unidade consumidora, sem que as empresas concessionárias transformem esta energia em receita, a Resolução N° 456 da ANEEL, de 29 de novembro de 2000 (ANEEL, 2000), estabeleceu em 0,92 o valor mínimo para o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, das instalações elétricas das unidades consumidoras.

Os princípios fundamentais da legislação são os seguintes:

- a. Necessidade de liberação da capacidade do sistema elétrico nacional;
- b. Promoção do uso racional de energia;
- c. Redução do consumo de energia reativa indutiva que provoca sobrecarga no sistema das empresas fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que ele é mais solicitado;
- d. Redução no consumo de energia reativa capacitiva nos períodos de carga leve que provoca elevação da tensão no sistema de suprimento, havendo necessidade de investimento na aplicação de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais nem sempre de fácil execução;
- e. Criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma justa.

De acordo com a legislação, tanto o excesso de energia reativa indutiva como o de energia capacitiva é medido e faturado para os consumidores a partir do Grupo A (tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV). A cobrança por baixo fator de potência, de acordo com os limites da legislação, é realizada através do faturamento do excedente de energia reativa da unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal ou na estrutura tarifária convencional com medição apropriada.

4.2.2 Aplicação de BCs em Sistemas de Distribuição

Com o aumento da demanda dos sistemas de distribuição, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas distribuidoras que necessitam manter as tensões dentro dos limites pré-estabelecidos e minimizar as

perdas no sistema, garantindo assim bons níveis de qualidade e confiabilidade para o consumidor.

Certas alterações no sistema podem resultar em variações de tensão nos barramentos, e assim comprometer a qualidade da energia elétrica fornecida. As causas destas variações indesejadas de tensão são:

- a. Aumento das cargas;
- b. Distância das unidades geradoras;
- c. Linhas de transmissão longas e operando em carga leve;
- d. Crescimento dos sistemas de transmissão e subtransmissão com a adição de mais linhas.

Por outro lado, o alto nível de potência reativa indutiva demandada nos sistemas de distribuição causa o aumento das perdas e da queda de tensão no próprio sistema de distribuição, como problemas no sistema de transmissão, dificultando o controle da tensão. A instalação de BCs visa não só a redução das perdas e melhoria nos perfis de tensão, mas também algumas outras vantagens enunciadas a seguir:

- a. Controle do Fluxo de Potência – FP;
- b. Melhoria da estabilidade do sistema;
- c. Correção do fator de potência.

Para minimizar os problemas decorrentes do alto nível de potência reativa indutiva são instalados, no sistema de distribuição, BCs nos alimentadores (tensão de distribuição primária) e nas subestações, os quais passam então a suprir parte da potência reativa indutiva solicitada pelas cargas. Normalmente, são utilizadas unidades capacitivas monofásicas padronizadas de 100 e 200 kvar, 7.960 V, formando bancos trifásicos ligados em estrela isolada de 300, 600, 900 e 1.200 kvar.

4.2.3 Metodologia Usada pelas Concessionárias

Segundo COPEL (1992), para se obter os melhores resultados, os BCs devem ser instalados próximos das cargas, onde eles produzam a maior redução de perdas,

proporcionando um melhor perfil de tensão. Quando isto não é possível uma das opções a seguir pode ser utilizada:

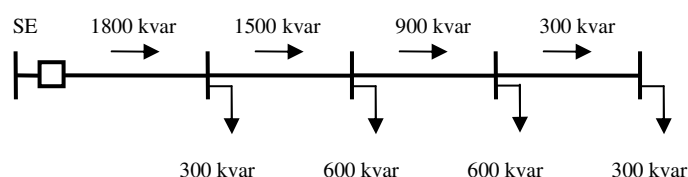
- a. Para cargas uniformemente distribuídas, os BCs podem ser localizados a dois terços da distância da SE;
- b. Para cargas com diminuição e distribuição uniformes, os BCs podem ser localizados a meia distância da SE;
- c. Para a maior elevação da tensão, os BCs devem estar próximos às cargas.

Usualmente os BCs são instalados nos locais onde o Fator de Potência é mínimo e este valor é obtido através da medição da tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente no alimentador para definir as condições de carga máxima e mínima. Os picos e vales em uma curva de demanda de potência reativa fazem com que seja difícil apenas um simples BC corrigir o Fator de Potência para um valor desejado. Se o Fator de Potência desejado é obtido durante o horário de pico de carga, durante a condição fora de pico pode resultar em uma condição de excesso de reativos no sistema. Este excesso de reativos pode causar perdas no sistema similares à condição onde o Fator de Potência é baixo. Outro problema que pode ser causado é a sobretensão do sistema. Para evitar que isto ocorra deve-se utilizar, sempre que possível, BCs chaveados ao invés de fixos.

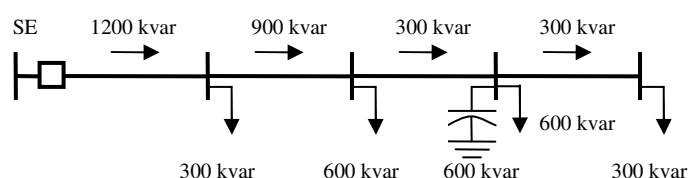
Os BCs devem localizar-se ao longo do alimentador de forma a reduzir o fluxo de reativo ao longo do sistema (COPEL, 1992). Uma vez conhecido o perfil de fluxo de reativo do alimentador e a potência dos bancos a serem utilizados, a sua localização é feita do fim para o início do alimentador e nos pontos onde a potência reativa é aproximadamente metade da potência do BC a ser instalado, levando-se em conta a compensação dos bancos já localizados, conforme ilustrado na Figura 4.2.

Segundo as regras práticas, a instalação de um BC de 600 kvar no alimentador, que inicialmente está sem banco, deve ser feita no penúltimo nó (enumerado da esquerda para a direita), conforme ilustrado na Figura 4.2(b), pois o fluxo de reativo circulante nessa última porção do circuito é a metade do valor do capacitor. Na sequência, a instalação de um segundo BC de 600 kvar, considerando o fluxo remanescente provocado pela

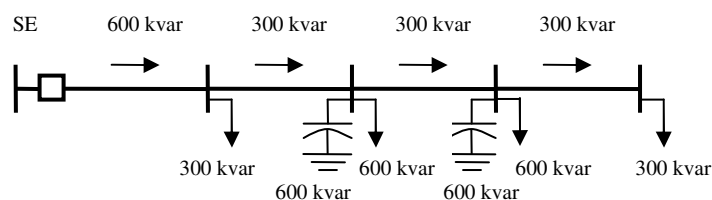
instalação do primeiro capacitor, é feita na antepenúltima barra do alimentador, conforme mostrado na Figura 4.2(c), o qual restabelece um fluxo de reativo vindo da SE 600 kvar menor. Seguindo o mesmo raciocínio, instala-se o terceiro BC na barra anterior a antepenúltima barra desse alimentador, conforme apresentado na Figura 4.2(d).



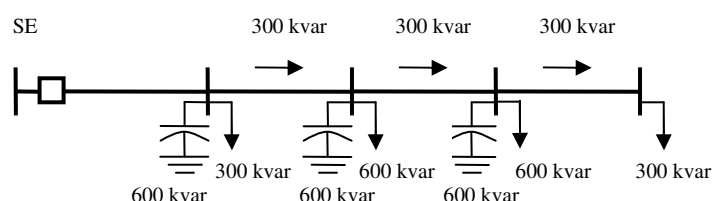
(a) Sem BC



(b) Com Um BC



(c) Com Dois BCs



(d) Com Três BCs

FIGURA 4.2 – FLUXO DE REATIVOS COM E SEM BCS

Os BCs são dimensionados de acordo com a potência reativa que se deseja compensar, tornando assim o Fator de Potência próximo de 1,0. Caso seja necessário, poderão ser feitas medições de potência reativa no ponto de instalação do banco.

Em alimentadores de subestações de distribuição (69 kV) com operador permanente a potência do BC é dimensionada pela curva de carga de alimentadores. Já em alimentadores de subestações de subtransmissão (34,5/13,8 kV) sem operador permanente, o dimensionamento do banco é estimado por método indireto, através do cálculo do FP.

4.2.4 Configuração da Montagem

Os BCs podem ser instalados tanto em locais cobertos como ao ar livre, em plataforma ou postes, desde que haja uma boa refrigeração, e deve haver espaço suficiente para permitir completa inspeção e manutenção.

Os BCs utilizados pelas concessionárias são formados por várias unidades monofásicas e sua conexão com o sistema elétricos pode ser das seguintes maneiras (COELBA, 2004):

a. Ligação em Delta

É usada especialmente em classes de tensão até 2,4 kV. Para tensões superiores torna-se anti-econômica, se comparada com as outras, devido ao elevado custo da proteção associada.

Esta ligação impede a circulação de correntes de 3ª harmônica, que ocorre na conexão estrela com neutro aterrado e que pode causar interferência nos circuitos de comunicação e proteção.

Nos bancos onde existe apenas um grupo série por fase, o fusível a ser utilizado para proteção de cada unidade, deve ser capaz de, em caso de defeito, interromper o valor da corrente de curto-circuito. No caso de BCs próximos às subestações ou a outros bancos, esse valor é muito alto e às vezes requer o uso de reatores limitadores de corrente, de custo elevado.

b. Ligação em Estrela com Neutro Aterrado

Este tipo de ligação fornece uma via de escoamento de baixa impedância para

correntes de descarga atmosférica. Algumas vezes essa autoproteção é utilizada e o banco é operado sem pára-raios.

Como o neutro é fixo, neste tipo de ligação, a tensão de restabelecimento é menos severa. Este tipo de ligação oferece baixo custo de instalação e ocupa pouca área, no entanto, pode provocar interferência em circuitos de comunicação e proteção, devido à circulação de correntes harmônicas de sequência zero para terra. Sendo assim, os relés associados devem possuir filtros.

Devido à circulação de correntes harmônicas, podem surgir problemas de atuações indevidas na proteção de sobrecorrente do banco, queima acima do normal de fusíveis além de possíveis danificações nas unidades capacitivas.

No caso de defeito fase-terra, existe contribuição de corrente de sequência zero pela estrela do BC. É importante salientar que quando ocorre curto-circuito nas proximidades do banco, o produto do módulo x frequência da corrente transitória de descarga é muito alto, exigindo a instalação de reatores série. Isto porque a circulação destas correntes através das cargas indutivas do TC provoca o surgimento de tensões elevadas prejudiciais ao isolamento secundário e equipamentos associados.

c. Ligação em Estrela com Neutro Isolado

Este tipo de ligação não provoca interferências nos circuitos de comunicação, pois bloqueia a circulação de correntes harmônicas.

Dependendo do risco assumido, não há necessidade de preocupações tão fortes como no caso do neutro aterrado, para a proteção do secundário dos TC's, porém deve ser dada atenção especial para tensões transitórias de restabelecimento nos equipamentos de manobra do BC. Este fato poderá encarecer o disjuntor ou chave associado ao banco.

O neutro do banco para este tipo de ligação deve ser isolado para tensão fase-fase, por prevenção contra surtos de manobras. No que diz respeito a custos, isto é pouco importante nas tensões mais baixas, mas pode se tornar dispendioso em tensões acima de 15 kV.

d. Ligação em Dupla Estrela Não Aterrada

Dentre as características desta ligação, pode-se dizer que os distúrbios do sistema não se transmitem ao circuito de proteção do BC. Não há vias de escoamento para correntes harmônicas de sequência zero e os esquemas de proteção possuem custos relativamente baixos, principalmente no que diz respeito aos relés

Esta ligação exige uma maior área para a mesma capacidade, quando comparada com a estrela simples, assim como maior quantidade de material por barramento e conexões. O neutro deve ser isolado para tensão fase-fase do sistema, tal como qualquer banco ligado em estrela com neutro isolado.

Os BCs empregados em alimentadores de distribuição são montados geralmente em estrela ou estrela aterrada, pois acarreta em facilidade de montagem em postes, uma vez que não são necessários condutores para o fechamento da conexão delta dos BCs, facilitando também o trabalho operacional de manutenção (YAMAKAWA, 2007).

Segundo NATARAJAN (2005), as desvantagens da configuração em estrela aterrada comparada com estrela sem aterramento são relacionadas às altas correntes de *inrush* e de terra.

4.2.5 Tipos e Operação de BCs

Os BCs disponíveis no mercado são os fixos e os automáticos e seus valores de potência são dados em kvar. Os bancos fixos possuem um valor fixo de potência e estão permanentemente em operação. Já para os bancos automáticos é possível ligar e desligar o BC dependendo da condição de carga para a qual está operando e de controles adequados como a seguir descritos.

Normalmente, os BCs são projetados para 10% de sobretensão e 30% de sobrecorrente. Alguns bancos podem operar de maneira fixa para situações em que o sistema está sem carga ou com carga mínima. A outra opção é se utilizar BCs chaveados para que seja possível ajustar a quantidade de capacitores necessária para atender às

necessidades de potência reativa do sistema de acordo com o seu perfil de carga diário.

Algumas precauções devem ser tomadas para se operar BCs (PABLA, 2005):

- a. Para evitar transientes de sobretensão perigosos no caso de interrupções do fornecimento de energia, os BCs devem ser desligados antes da energia ser restabelecida;
- b. Transformadores de potência nas subestações e BCs não devem ser carregados simultaneamente quando o sistema está sendo restabelecido após uma falta de energia. BCs devem ser colocados em serviço um a um de acordo com a necessidade momentânea do sistema;
- c. Se a tensão na barra em que o BC está conectado atingir 1,1 vezes ou mais a tensão nominal, o banco deve ser desligado.

A solicitação de potência reativa é variável ao longo do dia, e a entrada de capacitores em operação causa elevação na tensão que pode ser demasiada principalmente em períodos de carga leve. Como também é inviável a colocação e retirada do equipamento por operação manual diariamente, os BCs são acoplados a controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar dos bancos, conforme o dispositivo sensor do controle.

Dentre estes dispositivos, o mais utilizado é o com sensor de tempo e tensão, ou seja, o qual opera em função do nível de tensão e das horas do dia, existem, porém outros, como o com sensor apenas de tensão e o com sensor de corrente.

Portanto, há necessidade maior da compensação reativa no sistema em horários de carga pesada e média. Logo, os sensores são, usualmente, ajustados para que coloquem em operação os BCs nestes períodos de carga, e os mantenham fora de operação nos outros períodos como nos períodos de carga leve, onde os bancos comumente utilizados são os fixos.

4.2.5.1 *Sensor de Tempo*

O dispositivo de tempo é composto por um relógio que marca as horas do dia e os

dias da semana. Ajusta-se então um intervalo durante determinados dias da semana em que este dispositivo deve atuar. A sua atuação consiste na abertura de uma chave, que normalmente “*by-passa*” um reostato, conforme apresentado na Figura 4.3. Desta forma, quando a chave é aberta o reostato é inserido no circuito do sensor de tensão, simulando então uma queda de tensão. Deve-se então ajustar as horas e os dias da semana em que se pretende inserir o reostato e o valor de queda de tensão adicional desejado.

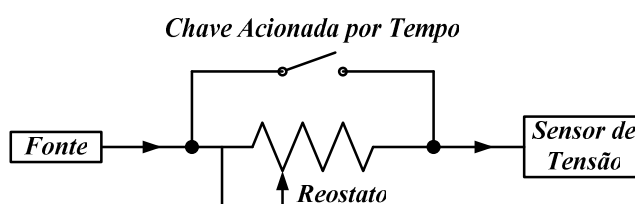


FIGURA 4.3 – DISPOSITIVO DE TEMPO

4.2.5.2 Sensor de Tensão

Este controle é alimentado em baixa tensão por um Transformador de Potencial – TP com relação de 120:1 o que significa que quando a tensão de distribuição primária for 13,8 kV, a tensão secundária deste TP será de 115 V.

Possui então um sensor de tensão que compara a tensão secundária deste TP com as tensões ajustadas para comandar as operações de colocar ou retirar do sistema o BC. Além do dispositivo de tensão, possui ainda um dispositivo de tempo, que modifica o valor da tensão secundária do TP, simulando uma queda de tensão através de um resistor em horários programados, forçando a entrada do banco em operação.

O ajuste das tensões pode ser efetuado de duas maneiras, dependendo do tipo de equipamento. Em alguns, ajusta-se uma tensão associada a uma banda (*B*), o que determina uma faixa. Em outros, ajusta-se uma tensão para ligar (*Von*) e outra para desligar (*Voff*) o BC, bem como um valor de compensação da tensão (*Vc*) para o horário de funcionamento do dispositivo de tempo, conforme mostrado na Figura 4.4.

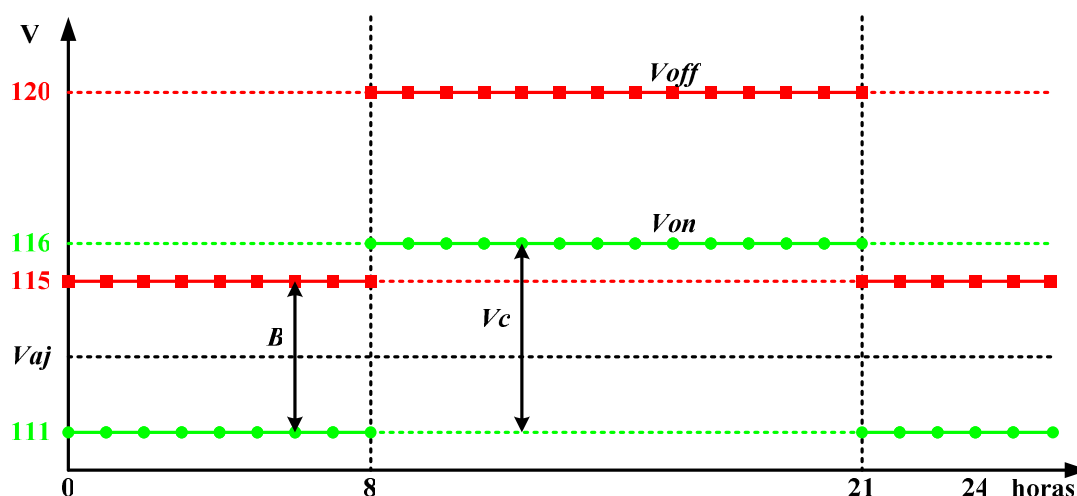


FIGURA 4.4 – CURVA DE OPERAÇÃO DO SENSOR TEMPO-TENSÃO

Existe ainda um ajuste de retardo baseado em um temporizador cuja finalidade é evitar um número excessivo de operações devido a flutuações de tensão e para coordenação com outros equipamentos.

4.2.5.3 Sensor de Corrente

Este controle é alimentado por um Transformador de Corrente – TC e comanda a entrada ou retirada do BC de operação em função da corrente de carga. Deve ser utilizado quando o controle por tempo/tensão não tem operação adequada, devido às condições de carga e tensão do local.

Devem ser definidos os valores de corrente que ligam e desligam o BC. Pode-se adotar, de uma maneira simplificada, que o BC deve ligar com 60% da corrente máxima e desligar com 40%, ou seja:

$$I_{on} = \frac{I_{max}}{RTC} \cdot 0,6 \quad (4.4)$$

$$I_{off} = \frac{I_{max}}{RTC} \cdot 0,4 \quad (4.5)$$

onde:

I_{on} – corrente que liga o BC referida ao secundário do TC, em A;

I_{off} – corrente que desliga o BC referida ao secundário do TC, em A;

I_{max} – corrente de carga máxima, em A;

RTC – relação de transformação do TC que alimenta o controle.

A corrente que desliga deve ainda ser superior a corrente de carga mínima, ou seja, $I_{off} > I_{min}$.

4.2.6 Elevação de Tensão Causada pela Instalação dos BCs

Para o cálculo dos ajustes é necessário primeiramente verificar se o BC não causará tensão elevada no circuito. Para tanto é necessário calcular:

- Queda de tensão máxima (ΔV_M) e mínima (ΔV_m) entre a SE fonte e o ponto de instalação do BC;
- Elevação de tensão provocada pela operação do BC (ΔV_{cap}).

A elevação de tensão, em V, provocada pelo BC é proporcional a sua potência e a reatância indutiva total entre a SE fonte do circuito e o ponto onde está localizado o BC. O valor deste acréscimo de tensão pode ser calculado pela seguinte equação:

$$\Delta V_{cap} = \frac{Q_c \cdot X_t}{V_n} \quad (4.6)$$

onde:

Q_c – potência total do BC, em kvar;

X_t – reatância total entre o BC e a SE fonte, em Ω ;

V_n – tensão nominal do circuito, em kV.

4.2.6.1 Ajuste da Tensão

A tensão de ajuste, em V, é definida como o valor resultante da equação abaixo:

$$V_{aj} = \frac{V_{on} + V_{off}}{2 \cdot RTP} \quad (4.7)$$

onde:

V_{aj} – tensão ajustada para operação do BC, em V;

V_{off} – tensão de referência para desligar o BC, em V;

V_{on} – tensão de referência para ligar o BC, em V;

RTP – relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente igual a 120).

Para definir V_{off} deve-se observar que a tensão não ultrapasse o máximo valor admissível para os consumidores (100% da tensão nominal). Já para definir V_{on} deve-se observar que a tensão provocada pela entrada em operação do BC não ultrapasse o valor de V_{off} (caso contrário, o banco será desligado logo em seguida).

Em alguns controles existe um botão para ajustar V_{off} e outro para ajustar V_{on} . Em outros, existe um botão para ajustar V_{aj} e outro para ajustar a banda (B).

A banda (B) é a diferença entre as tensões de referência V_{off} e V_{on} do BC, referida à baixa tensão. Deve ser definida de modo que a elevação de tensão provocada pela entrada em operação do banco (ΔV_{cap}) não ultrapasse o valor máximo de tensão ajustado e consequentemente provoque a saída do banco de operação novamente, ou seja, $B > \Delta V_{cap}$. O cálculo da banda é feito pela seguinte equação:

$$B = \frac{V_{off} - V_{on}}{RTP} \quad (4.8)$$

Nos BCs com sensor de tempo, deve ser ajustado o reostato que é inserido no circuito sensor de tensão para simular uma queda adicional de tensão, modificando então o valor da tensão em determinados horários programados.

O cálculo deste ajuste considera os valores da tensão nos horários em que se deseja que o banco entre em operação e nos que permaneça fora de operação.

A rigor existem então dois ajustes, sendo um normal, e outro acrescido de uma constante (V_c). O dispositivo de tempo comanda então a abertura e o fechamento da chave que “by-passa” o reostato. Deve-se ajustar o reostato de forma que quando for inserido, o

nível de tensão ajustado para ligar o BC fique acima da tensão simulada no momento, o que levará o controle a comandar a entrada em operação do banco e, quando a chave estiver na posição de *by-pass* do reostato, o nível de tensão ajustado para desligar o banco fique abaixo da tensão no momento, o que levará o controle a comandar a saída de operação do banco.

Como exemplo, a COPEL adota o ajuste de B igual a 4 V (sendo 480 V referente ao primário do TP) ou, ± 2 V baseado em resultados práticos. A tensão que liga o banco (V_{on}) é a tensão medida no ponto de instalação às 08:00 horas em dia útil (COPEL, 1996a).

4.2.7 Corrente de *Inrush*

A energização de um BC implica sempre no aparecimento de uma corrente transitória denominada corrente de *inrush*. O valor máximo, bem como a frequência dessa corrente, dependerá da tensão aplicada, da reatância do circuito, da carga armazenada no BC a ser energizado e do amortecimento provocado pela existência de resistores de pré-inserção e/ou outras resistências do circuito.

Por exemplo, supondo a energização de um banco isolado, a corrente *inrush*, em A, é dada pela seguinte fórmula (COPEL, 1992).

$$I_{inrush} = 1,41 \cdot \sqrt{I_3 \cdot I_k} \quad (4.9)$$

onde:

$$I_k = 1,15 \cdot I_{BC} ;$$

I_{BC} – corrente nominal do BC, em A;

I_3 – corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do BC, em A.

4.2.8 Regras Práticas para a Instalação de BC

A seguir são apresentados alguns procedimentos que são tomados para a

instalação de capacitores em alimentadores de distribuição:

- a. Manter um Fator de Potência mínimo de 0,95 durante o período de carga média e pesada, na saída do alimentador;
- b. A máxima compensação resultante deverá ser limitada pelo Fator de Potência igual a 1,0 no início do alimentador em carga máxima, admitindo-se em determinados períodos o Fator de Potência levemente adiantado, desde que não ocorra sobretensões no consumidor;
- c. Instalar os BCs no tronco do alimentador;
- d. Localizar os BCs próximos a grandes consumidores industriais;
- e. Em alimentadores com carga residencial, comercial e grandes consumidores industriais localizar os BCs no centro de carga de uma área do alimentador;
- f. Não instalar BCs em ramais protegidos por chaves fusíveis, pois em caso de abertura involuntária em uma das fases no lado da fonte, há a energização da fase aberta através dos bancos conectados em estrela isolada;
- g. Instalar os BCs a uma distância mínima de 1,0 km da SE, ou a uma distância que minimize os efeitos da corrente *inrush*;
- h. Espaçar os BCs de um mesmo alimentador a uma distância de no mínimo 1,0 km ou em intervalos que minimizem os efeitos da corrente *inrush*;
- i. Os BCs fixos devem ser dimensionados para compensação de reativos em carga leve e os automáticos em carga média e pesada;
- j. Analisar cuidadosamente se a elevação de tensão devido à instalação do BC não provocará sobretensão no consumidor, isto, tanto na configuração normal como de emergência do alimentador.

Dentre esses procedimentos, apenas alguns foram considerados na formulação do problema utilizado nesse trabalho. São eles: (i) opção pela instalação dos BCs no tronco do alimentador ou em todas as barras do alimentador e, (ii) alocação de bancos fixos para compensação de reativos em carga leve e dos automáticos para carga média e pesada.

4.3 REGULADOR DE TENSÃO

O Regulador de Tensão – RT é um equipamento destinado a manter um determinado nível de tensão na rede de distribuição urbana ou rural quando esta fica submetida a uma variação de tensão fora dos limites especificados.

É importante salientar que o RT é um dos equipamentos mais úteis para as concessionárias de energia elétrica que objetivam manter boa qualidade de fornecimento de energia elétrica aos seus consumidores na forma de tensão com razoável estabilidade (FELÍCIO, 2006).

Sabe-se que o aumento de 1% na tensão de um consumidor resulta num acréscimo de faturamento de cerca de 1,5% (ALVES, 2005). Desta forma, torna-se economicamente interessante para as concessionárias resolver os problemas de subtensão do sistema de distribuição de energia de forma contínua em todas as horas do dia e isto pode ser realizado com auxílio dos RTs.

4.3.1 Tipos de RT

Um RT é fundamentalmente um autotransformador, ou seja, é semelhante a um transformador convencional de dois enrolamentos conectados eletricamente em um determinado ponto, com alguns *taps* e um circuito de controle responsável pela comutação desses *taps* sempre que a tensão na saída do regulador violar os limites pré-determinados. Existem basicamente três tipos de RTs: *Autobooster*, *Line-Drop Compensation* – LDC e 32 Degraus (ALVES, 2005).

a. *Autobooster*

Os RTs *Autobooster* são os equipamentos mais simples, fabricados em unidades monofásicas com 4 degraus e para variação de tensão de $\pm 6\%$ e 10% , onde cada variação de *tap* corresponde, respectivamente, a uma variação de $1,5\%$ e $2,5\%$.

b. *Line-Drop Compensation* – LDC

Já o RT do tipo LDC permite controlar a tensão em pontos remotos do alimentador a jusante no ramal de ligação. Estes equipamentos possuem um circuito composto por resistências e reatâncias ajustáveis de modo que simulem os valores de resistência e reatância entre os pontos de instalação do regulador e aquele ponto onde se pretende regular a tensão.

c. 32 Degraus

O RT de 32 Degraus permite obter uma tensão constante e pré-determinada em um ponto do sistema, pode-se elevar ou reduzir o valor da tensão nos seus terminais de entrada e é dividido em dois tipos, A e B, de acordo com lado de comutação. A regulação de tensão do Tipo B, com comutação pelo lado da fonte, é de $\pm 10\%$, quando ligado em estrela aterrado, sendo que cada variação do *tap* corresponde a $0,625\%$, para os 32 degraus, de variação de tensão. Já o Tipo A, no qual a comutação é pelo lado da carga, a regulação é de $+9,1\%$ e -11% . Os RTs de 32 degraus também são dotados de outras faixas de regulação, tais como: $\pm 5\%$, $6,25\%$, $7,5\%$ e $8,75\%$.

Para fins desta dissertação o enfoque será todo direcionado ao regulador Tipo B, com comutação do lado da fonte, por ser este o RT mais utilizado pelas concessionárias (FELÍCIO, 2006).

4.3.2 Princípio de Funcionamento

Conforme citado anteriormente, o RT é basicamente um autotransformador e este pode operar em duas configurações distintas, como redutor de tensão e elevador de tensão (ABNT, 1992).

A Figura 4.5 apresenta a primeira configuração, como redutor de tensão, onde a ocorrência de uma variação de tensão na fonte que cause a elevação da tensão na carga é regulada de forma a manter a mesma tensão que existia antes da ocorrência do fenômeno.

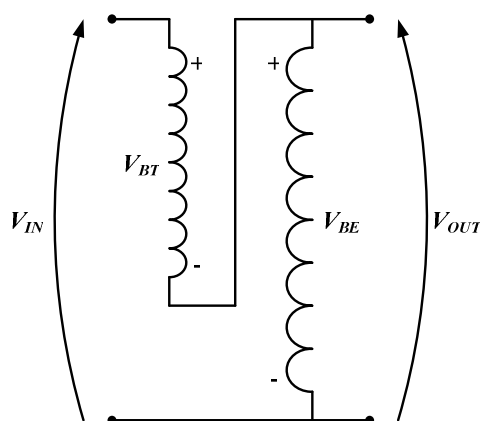


FIGURA 4.5 – LIGAÇÃO PARA REDUÇÃO DE TENSÃO

Desta forma, tem-se a tensão de saída dada pela seguinte equação:

$$V_{OUT} = V_{BE} = V_{IN} - V_{BT} \quad (4.10)$$

onde:

V_{IN} – tensão de entrada;

V_{OUT} – tensão de saída;

V_{BT} – tensão na bobina de *taps* ou enrolamento série;

V_{BE} – tensão na bobina de excitação.

Para a segunda configuração do RT, a ligação como elevador de tensão é apresentada na Figura 4.6. Neste caso, um evento qualquer que proporcione queda de tensão na carga faz com que o equipamento reaja, regulando a tensão para o mesmo nível anterior ao evento.

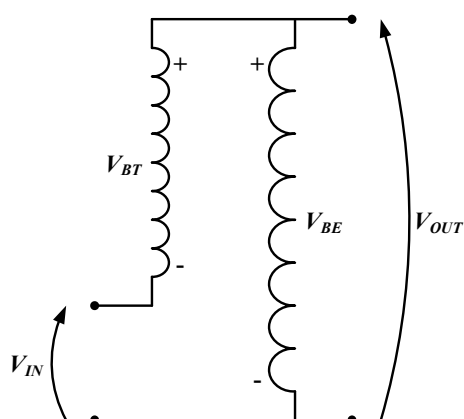


FIGURA 4.6 – LIGAÇÃO PARA ELEVAÇÃO DE TENSÃO

Desta forma, tem-se a tensão de saída dada pela seguinte equação:

$$V_{OUT} = V_{BE} = V_{IN} + V_{BT} \quad (4.11)$$

Observando a Figura 4.5 e a Figura 4.6 percebe-se que a ligação como redutor ou elevador de tensão é determinada pela polaridade da conexão da bobina de *taps* com a bobina de excitação. Assim, adicionando uma chave inversora de polaridade no circuito, conforme mostrado na Figura 4.7, pode-se fazer com que o mesmo equipamento trabalhe nas duas condições citadas anteriormente.

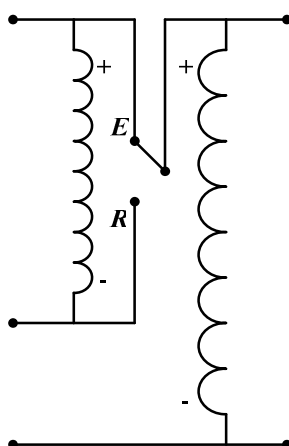


FIGURA 4.7 – CHAVE INVERSORA INSERIDA NO CIRCUITO DO RT

No RT de 32 Degraus Tipo B, a bobina de *taps* ou enrolamento série é dividido em 8 partes iguais, dando origem aos 9 *taps*, onde a tensão total nesse enrolamento série é de 10% da tensão de entrada, e tem-se, portanto, 1/8 de 10%, ou $1\frac{1}{4}\%$ para cada *tap*.

No entanto, o problema é que para que haja a comutação de um *tap* para outro, a corrente no circuito será obrigatoriamente interrompida, ou seja, a carga será desligada temporariamente. Para que isso não ocorra é adicionado um reator de comutação ao circuito, conforme mostrado na Figura 4.8, composto por uma bobina com uma derivação central ligada a fonte e duas derivações nas extremidades seguidas de dois contatos móveis para transitar entre os *taps*. Outra finalidade do reator de comutação é evitar curtos-circuitos nas espiras do enrolamento série quando os contatos de comutação estiverem em *taps* diferentes. Desta forma, quando um contato do reator de comutação estiver se deslocando entre os *taps* o outro estará parado sobre um *tap* fornecendo corrente à carga e, conseqüentemente, evitando que a mesma seja desligada.

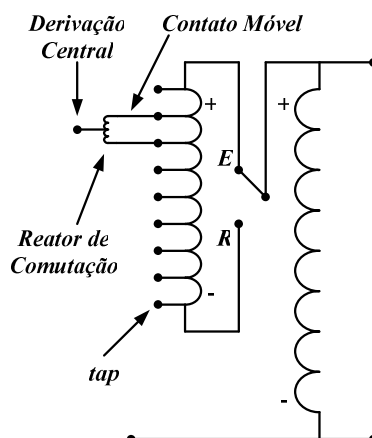


FIGURA 4.8 – REATOR DE COMUTAÇÃO INSERIDO NO CIRCUITO DO RT

A operação dos contatos móveis do reator de comutação para a obtenção dos degraus de tensão é ilustrada na Figura 4.9. Na primeira posição, mostrada no detalhe *a*, ambos os contatos móveis estão no contato 0 ou neutro do enrolamento série da configuração de elevação de tensão. Então, quando uma tensão de 100% é aplicada na derivação central do reator de comutação, que no RT tipo B é a entrada, a saída do RT está

também na tensão de 100%.

Na condição seguinte, mostrada no detalhe *b*, um contato móvel permanece no contato neutro enquanto o outro se desloca para o contato 1. Existe, portanto, uma diferença de potencial de $1^{1/4}\%$ entre os dois contatos móveis e, como a tensão de entrada é aplicada na derivação central do reator de comutação, a tensão de saída é igual à tensão da entrada aumentada da metade da diferença de potencial entre os contatos 0 e 1. Ou seja, para a aplicação de 100% da tensão nominal na derivação central, tem-se a tensão de saída aumentada em $5/8\%$ em relação à tensão de entrada ou 100,625% da tensão nominal.

Na próxima condição, mostrada no detalhe *c*, ambos os contatos móveis estão no contato 1, deixando por consequência de haver a diferença de potencial entre os contatos. Porém, há a inserção em série de $1/8$ da bobina de *taps* que equivale a um *tap* e, portanto, para esta configuração tem-se a tensão de saída aumenta em $1^{1/4}\%$. Ou seja, para a aplicação de 100% da tensão nominal na derivação central, tem-se a tensão de saída aumentada em $1^{1/4}\%$ em relação à tensão de entrada ou 101,250% da tensão nominal.

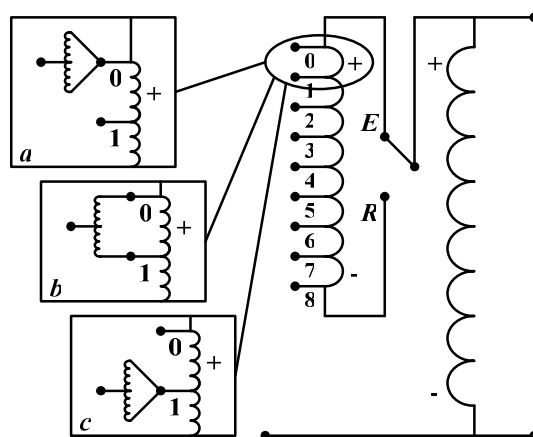


FIGURA 4.9 – OPERAÇÃO DO REATOR DE COMUTAÇÃO

Seguindo esta lógica, tem-se 8 condições em que os contatos móveis estarão no mesmo contato ou *tap* e mais 8 condições em que estarão em contatos diferentes, totalizando os 16 degraus de elevação de tensão em passos de 0,625% com uma regulação de total +10%, além da posição neutro.

Analogamente, trocando a posição da chave inversora para a posição *R*, tem-se o RT operando como redutor de tensão, desta forma o contato 8 da mostrado na Figura 4.9 passa a ser o contato 0 ou neutro, o contato 7 passa a ser o contato 1 do modo redutor e assim sucessivamente, totalizando novamente os 16 degraus, agora de redução de tensão com o mesmo passo de 0,625% e com uma regulação de total -10%, além da posição neutro.

Finalmente, percebe-se então que há 32 degraus de tensão, além da posição de neutro, cobrindo assim, uma faixa de regulação de tensão de $\pm 10\%$.

4.3.3 Partes Principais e Finalidade

De acordo com o princípio de funcionamento, as partes principais que compõe um RT de 32 Degraus monofásico e suas respectivas finalidades são:

a. Enrolamento Comum

Gerar um fluxo magnético para excitação do enrolamento de regulação e terciários de TP's.

b. Enrolamento Série com Derivações

Suportar a corrente passante e receber a excitação do enrolamento de regulação, aumentando ou diminuindo a tensão na saída.

Ressalta-se, entretanto, que o Enrolamento Comum e o Enrolamento Série com Derivações são, basicamente, o autotransformador principal que compõe o RT.

c. Enrolamento de Regulação

Permitir a variação do número de espiras existentes no circuito através de derivações uniformemente distribuídas e consequentemente regular a tensão de saída.

d. Enrolamento de Equalização

Gerar uma tensão induzida contrária e de valor igual à metade da tensão de degrau, proporcionando uma equalização no desgaste dos contatos fixos e móveis de derivação.

Ressalta-se, ainda, que o Enrolamento de Regulação e o Enrolamento de

Equalização compõem, basicamente, o Autotransformador Preventivo ou Reator de Comutação, cuja finalidade é evitar a interrupção do circuito, durante a comutação, limitar a corrente circulante entre duas derivações do enrolamento de regulação e, ainda, duplicar o número de derivações.

Além destes, muitos outros componentes fazem parte do RT com igual importância, como por exemplo, TP's, TC's, proteções, contatos, indicadores, chaves, lâmpadas, etc.

4.3.4 Operação do RT

Conforme citado anteriormente, um RT por degraus é basicamente um autotransformador, capaz de aumentar ou diminuir a tensão em 32 degraus. Um regulador é também um dispositivo automático e, portanto, deve haver algum meio de controlar ou comandar sua operação. Essa função é executada pela unidade de controle, que é o “cérebro” do RT.

A Figura 4.10 mostra um diagrama de blocos dos principais elementos do circuito de controle em sua seqüência de operação. Esses elementos principais são: TP, Compensador de Queda na Linha ou *Line-Drop Compensator* – LDC, Sensor de Tensão e Temporizador. Esses são os componentes que irão determinar quando o motor do mecanismo de comutação é acionado, comutando os *taps* de forma a aumentar ou diminuir a tensão no secundário do autotransformador.

Deve-se salientar que para a correta operação de um RT, é importante que o ponto de regulação seja usualmente selecionado em algum lugar entre o regulador e o final do alimentador.

O TP, que é conectado no lado da carga do RT, exerce duas funções: fornecer uma tensão proporcional a tensão do circuito para o controle e fornecer a tensão para o motor do comutador.

Então o princípio de funcionamento do compensador de queda de linha começa pelo ajuste dos valores da resistência e reatância que são determinados com base na

Assim, os ajustes normalmente feitos no controle são: Nível de Tensão, Largura de Banda, Temporização e Compensação de Queda de Linha. Esses ajustes nos controles estão inter-relacionados e embora cada um seja tratado como um ajuste separado, eles se afetam mutuamente.

4.3.4.1 Nível de Tensão

O ajuste do Nível de Tensão é feito na base da tensão que o controle eletrônico responde cujo valor pode ser observado na placa de identificação do RT.

Inicialmente deve-se analisar qual o Nível de Tensão que se pretende manter nos consumidores ao longo da linha. Esta determinação pode ser baseada na necessidade do sistema ou em determinações legais.

Então, por exemplo, selecionando-se o ponto médio como 124 V, este será o ajuste nominal da tensão que se estará estabelecendo com a tensão desejada no circuito primário e aproximadamente em todos os consumidores com carga leve. Nessa condição de carga leve, pouca corrente circula na linha e há, por conseqüência, pouca queda de tensão de forma que será obtida praticamente a mesma tensão em qualquer ponto da linha.

Mas a manutenção de 124 V em todos os pontos de consumo, sem carga, pode não significar que o nível de tensão no controle do RT esteja nesse ajuste. Os 124 V multiplicados pela relação de transformação do transformador de distribuição fornecem o valor da tensão primária, mas essa tensão tem que ser dividida pela relação do TP do regulador para se determinar o ajuste correto do nível de tensão.

Por exemplo, suponhamos que temos um transformador de distribuição de 7.620-120 V, ou seja, de relação de transformação de 63,5:1. A relação do TP do RT correspondendo à operação em 7.960 V é de 66,3:1.

Portanto, se desejamos manter 124 V no medidor do consumidor, a tensão primária do transformador de distribuição deve ser $124 \times 63,5$, ou seja, 7.874 V. Essa é a tensão da linha que se tem que manter para garantir que cada consumidor na linha receba 124 V sob condições de carga leve.

Tomando essa tensão da linha e dividindo-a pela relação do TP do RT, $7.874/66,5$, tem-se o nível de tensão a ser ajustado no controle, ou seja, 118,4 V. Assim, para carga leve, deve-se ajustar o nível de tensão no controle do reulador em 118 V, para manter 124 V em cada consumidor.

Normalmente os RTs possuem Nível de Tensão ajustável em uma faixa contínua que varia de 105 a 135 V.

4.3.4.2 *Largura de Banda*

A Largura de Banda ou *Bandwidth* deve ser ajustada em uma amplitude de forma que uma única operação do RT, não faça a tensão passar da faixa e seja suficientemente pequena para forçar o regulador a manter a tolerância desejada da tensão.

O ajuste da Largura de Banda pequena proporcionará um melhor Nível de Tensão, por outro lado, provocará mais comutações, pois pequenas variações já são suficientes para iniciar a temporização. Os controles eletrônicos dos RTs possuem sinalizadores que indicam quando a tensão está fora da faixa.

Normalmente os RTs possuem Largura de Banda ajustável em uma faixa contínua que varia de 1,5 a 3 V.

4.3.4.3 *Temporização*

A temporização deve ser ajustada de forma que flutuações temporárias, de curta duração, não provoquem comutações no RT e também deve ser suficiente para que baixas tensões não provoquem mau funcionamento de aparelhos e reclamações de consumidores.

Se for necessária uma resposta rápida para ajuste da tensão, deve ser utilizado um tempo menor, o qual proporciona um nível melhor de tensão, mas provoca um aumento do número de comutações.

Alguns reguladores possuem um temporizador tipo integração. Este tipo de temporizador soma os tempos que a tensão ficou fora de faixa e subtrai os tempos em que

ela esteve dentro da faixa. Quando a tensão ficar fora da faixa mais tempo do que dentro da faixa, ultrapassando um ajuste de tempo pré-selecionado, o temporizador solicita ao RT a mudança de derivação.

Alguns temporizados não fazem a integração dos tempos, e quando a tensão sai fora da faixa por um tempo inferior ao ajustado, voltando à faixa normal, este tempo é zerado. Um novo desvio para fora da faixa inicia uma nova contagem de tempo até que o tempo total seja superior ao ajustado, para então solicitar ao RT a mudança de derivação.

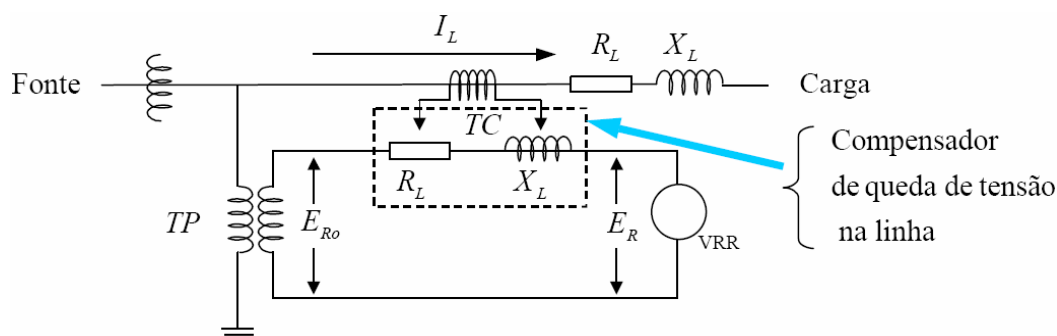
Outro ponto importante é que o temporizador somente temporiza a primeira mudança de derivações. Se mais de uma operação for requerida para corrigir a tensão na linha, o controle funcionará até que o nível de tensão esteja dentro do ajustado. Em outras palavras, ele não temporiza cada mudança que acontece em uma série de mudanças de derivações, necessárias para corrigir a tensão na linha.

Normalmente os RTs possuem Temporização ajustável em uma faixa contínua que varia de 30 a 90 segundos, sendo que, tipicamente, usa-se 30 segundos de Temporização para reguladores que não estejam em série ou cascata.

4.3.4.4 Line-Drop Compensator – LDC

A Compensação de Queda na Linha é um recurso que possibilita obter tensão mais próxima do ajustado, ao longo da linha, minimizando as oscilações de tensão que a linha experimenta devido às variações na corrente de carga.

A Compensação de Queda na Linha é ajustada para compensar a queda de tensão na linha entre o RT e o centro de carga, normalmente mantendo a tensão mais elevada na saída do regulador. O aumento da tensão no RT, causado pela Compensação de Queda na Linha, é uma função dos ajustes de resistência e reatância do controle eletrônico e da corrente da linha, conforme mostrado na Figura 4.11. O conhecimento da corrente da linha e da impedância da linha pode ser manipulado dentro da magnitude da queda de tensão da linha. Existem diversos métodos utilizados para determinar os ajustes da Compensação de Queda na Linha. O método do “Centro de Carga” é provavelmente o mais utilizado.

FIGURA 4.11 – CIRCUITO DO *LINE-DROP COMPENSATION*

Independente do método utilizado, a tensão no primeiro consumidor após o RT é da máxima importância, pois ela nunca deve exceder o valor máximo selecionado, em qualquer tempo. Quando a Compensação de Queda na Linha é aplicada incorretamente, ou se a carga aumentar ultrapassando os ajustes de compensação, é possível que a tensão no primeiro consumidor seja levada a ultrapassar o valor máximo, resultando em danos aos equipamentos elétricos do consumidor. A Compensação de Queda na Linha tem o efeito de aumentar a tensão no primeiro consumidor à medida que a corrente de carga aumenta através do TC do regulador. Se uma corrente superior à prevista passar pelo TC, uma tensão também superior à prevista é fornecida ao primeiro consumidor.

Existe um acessório que protege o primeiro consumidor de receber tensões elevadas, que podem provocar defeitos e mau funcionamento em eletrodomésticos do consumidor. Esse acessório evita que novos comandos sejam dados no sentido de elevar a tensão.

4.3.5 Operação de RTs em Cascata

Quando se utilizam RTs em cascata, é necessário fazer ajustes adequados da Temporização para que os reguladores operem na sequência correta para atingir os resultados desejados.

Desta forma, é conveniente ajustar suas temporizações de modo que o RT mais

distante da fonte, como por exemplo, o Regulador B da Figura 4.12, tenha uma temporização maior. O Regulador A, possuindo temporização menor, estará mais próximo da fonte e opera antes para corrigir as flutuações maiores. Se o Regulador A fizer suas correções e ainda for necessário corrigir a tensão pelo Regulador B, este completará seu ciclo de temporização e corrigirá a tensão mais adiante na linha.

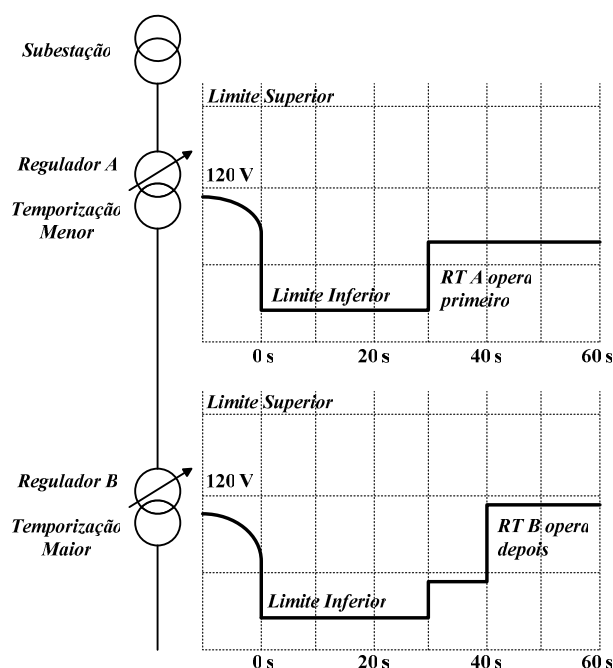


FIGURA 4.12 – AJUSTES ADEQUADOS DE TEMPORIZAÇÃO PARA RTS EM CASCATA

Se, ao contrário, o Regulador B for ajustado para uma temporização menor ou igual a do Regulador A, conforme mostrado na Figura 4.13, operações extras do Regulador B são observadas.

Ou seja, com temporização menor em B tem-se primeiramente a regulação da tensão na saída de B, a qual não afeta A. Em seguida, A regula a sua saída e provoca novamente a regulação de B, pois a mudança feita por A afeta a tensão na linha até onde se encontra B e, por conseqüência, B tem que corrigir novamente a tensão.

Portanto, para RTs em cascata, é conveniente ajustar suas temporizações de modo que o regulador mais distante da fonte tenha uma temporização maior, pois assim é

possível reduzir o número de operações necessárias para estabilizar a tensão da linha.

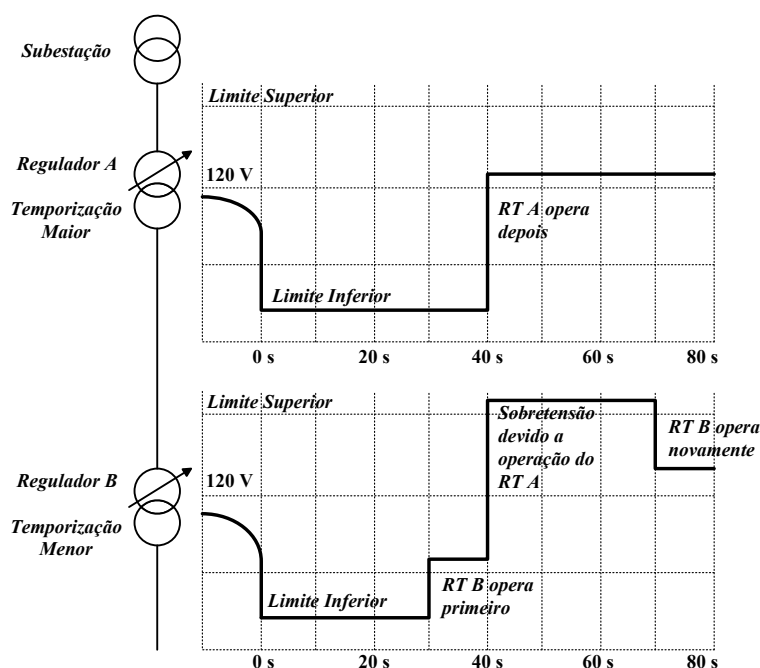


FIGURA 4.13 – AJUSTES INADEQUADOS DE TEMPORIZAÇÃO PARA RTS EM CASCATA

Tipicamente, quando existem RTs em série, é feita a coordenação usando-se para o primeiro regulador 30 segundos e adicionando-se 15 segundos para cada regulador instalado na seqüência.

4.3.6 Inversão do Fluxo de Potência

Até agora, discutiu-se a regulação pressupondo que existe apenas uma fonte de tensão, ou que o fluxo da potência ocorre somente em um sentido, o da fonte até um ponto de recebimento.

Suponha-se que a situação fosse conforme mostra a Figura 4.14, onde o um RT está localizado em uma linha entre duas fontes independentes, com cargas diferentes. Assim, o FP pode ser em qualquer sentido para a esquerda ou para direita, dependendo de qual fonte esteja operando na ocasião.

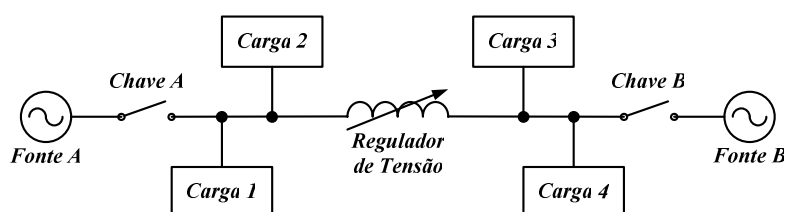


FIGURA 4.14 – EXEMPLO DE DIAGRAMA COM FLUXO REVERSÍVEL

A Figura 4.15 mostra um diagrama simplificado da ligação de um RT na linha onde dentro do retângulo pontilhado está o regulador. Digamos agora que o FP fosse da esquerda para a direita, que seria o fluxo normal para o modo como o RT é mostrado. Isso significaria, neste caso, que somente a *Chave A* da Figura 4.14 estaria fechada e, portanto, as cargas estariam sendo alimentadas pela *Fonte A*.

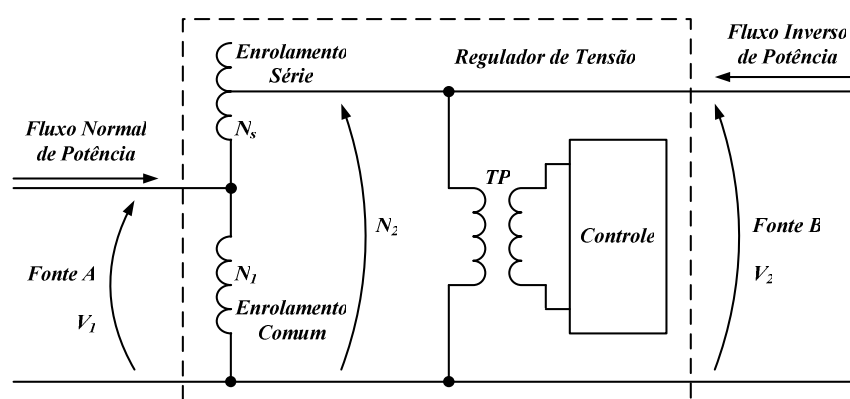


FIGURA 4.15 – DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA LIGAÇÃO DO RT NA LINHA

Para esta situação, ou seja, quando o FP for na direção normal, o TP é conectado através do lado da carga do RT e mede a tensão V_2 de saída do regulador. Sob condições normais de fluxo, com a tensão V_2 baixa, o TP sente esta tensão baixa e o controle opera para introduzir mais enrolamento série N_s no circuito. Assim, a tensão de saída aumenta e corrige a situação.

Suponhamos, no entanto que o FP seja invertido e comece da direita para a esquerda. Isso significa que agora a *Chave B* estaria fechada e a *Chave A* aberta. Nesse caso, o TP é conectado na entrada do RT e utilizaria, portanto, a tensão de entrada V_2 . Se a

tensão V_2 for muito baixa, o TP opera, assim como no caso anterior, para inserir mais enrolamento série N_s no circuito, pois o regulador está conectado para regulação normal a partir da *Fonte A*.

Entretanto, observando-se a equação da relação de espiras de um transformador:

$$\frac{V_1}{N_1} = \frac{V_2}{N_2} \quad (4.12)$$

Se V_2 for baixo, o controle envia um sinal para o RT aumentar a tensão, elevando assim N_2 através do aumento de N_s . A mudança na relação entre N_2 e V_2 faz com que V_1 e N_1 também sejam alterados para equilibrar a equação. Lembrando que N_1 permanece sempre constante, pois ele é o enrolamento de excitação, torna-se evidente que V_1 deve diminuir.

Desta forma, observando o diagrama da Figura 4.15, podemos ver que se o RT estiver conectado para fluxo normal e o fluxo for invertido, uma queda na tensão de entrada V_2 provoca uma queda na tensão de saída V_1 .

Portanto, o RT, conectado para fluxo normal, agravou a condição de baixa tensão ao invés de corrigi-la. Isso faz com que o regulador continue operando até que a posição máxima superior seja atingida, ou inferior para a condição de alta tensão na entrada. Se a tensão de entrada variar muito acima ou abaixo da faixa, o RT irá continuar a comutar para trás ou para frente entre as posições extremas.

Então, se for necessário aplicar um RT em um circuito de fluxo variável, evidentemente, algumas mudanças devem ser feitas no regulador para que ele opere corretamente, quando houver a inversão do fluxo. Estas mudanças são:

- a. Deve haver algum circuito ou meio para primeiro detectar uma inversão de fluxo e em seguida, para operar sempre que ocorram mudanças;
- b. O TP deve ser removido para o novo lado da carga;
- c. Os fios do motor devem ser invertidos com a finalidade de inverter a rotação;
- d. Se necessário, normalmente não é, novos ajustes nos valores de Compensação

de Queda na Linha e de Nível de Tensão devem ser feitos.

Os RTs mais modernos já vêm com estas modificações incluídas, já para os RTs antigos instalados nas redes, são utilizadas outras técnicas como, por exemplo, um esquema de derivação manual ou um sistema caro e complicado de relés que requerem uma fiação entre os RTs.

4.3.7 Configuração da Montagem

Os RTs podem ser instalados tanto em locais cobertos como ao ar livre, em plataforma ou postes, desde que haja uma boa refrigeração. Consequentemente não podem ser colocados em lugares fechados ou sem circulação de ar, e deve haver espaço suficiente para permitir completa inspeção e manutenção.

Para colocar um RT em operação alguns cuidados devem ser tomados, como por exemplo (TOSHIBA, 2002):

- a. Verificar o nível de óleo do tanque;
- b. Verificar a rigidez dielétrica do óleo e, caso esta seja menor que o valor especificado pelo fabricante, será necessário filtrar esse óleo antes de colocar o RT em funcionamento;
- c. Curto-circuitar as buchas da fonte, carga e neutro e medir a resistência entre as buchas e o tanque.

E, antes de fazer as conexões elétricas com a fonte e a carga, devem-se identificar no equipamento cada uma das buchas, conforme apresentado na Tabela 4.2.

TABELA 4.2 – NOMENCLATURA DAS BUCHAS CONFORME ANSI E ABNT

Isoladores	ANSI	ABNT
Fonte	S	F
Carga	L	C
Neutro	SL	FC

Normalmente os RTs utilizados pelas concessionárias são monofásicos e sua conexão com o sistema também monofásico ocorre conforme mostrado na Figura 4.16, proporcionando, para o caso do RT de 32 Degraus Tipo B, $\pm 10\%$ de regulação.

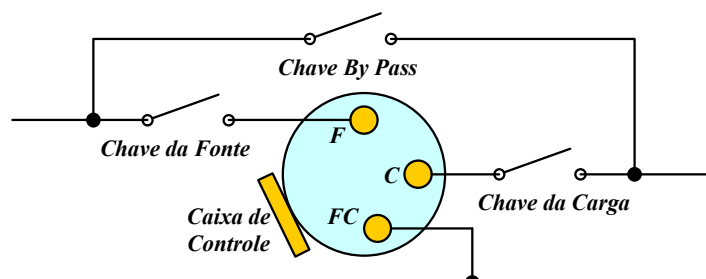


FIGURA 4.16 – CONEXÃO MONOFÁSICA DO RT

Já para os sistemas trifásicos são feitas associações de dois ou três RTs monofásicos. A Figura 4.17 ilustra a conexão de dois reguladores monofásicos em Delta Aberto em uma linha de distribuição trifásica não aterrada.

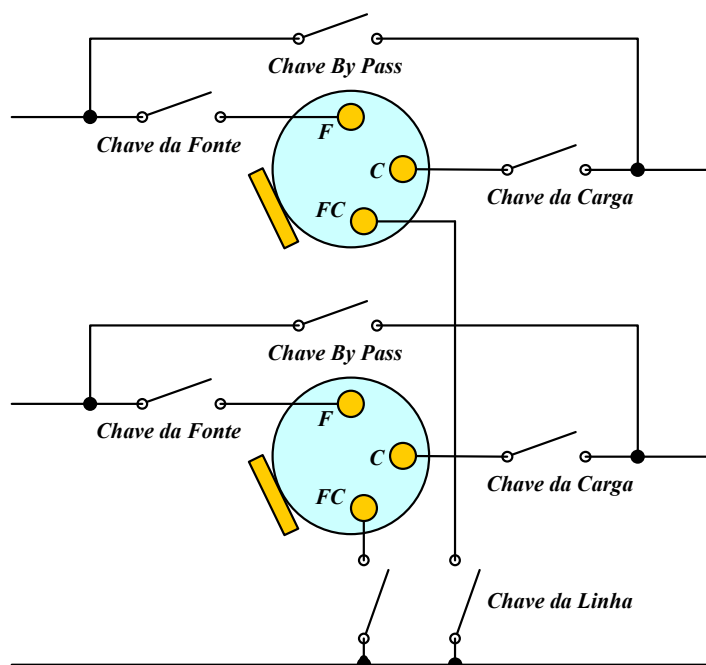


FIGURA 4.17 – CONEXÃO EM DELTA ABERTO DE RTS

Na conexão em Delta Aberto cada RT proporciona uma regulação de $\pm 10\%$ na

fase em que está conectado e provoca um aumento de $\pm 5\%$ na terceira fase. Com isto a terceira fase, também, regula $\pm 10\%$.

A Figura 4.18 mostra a conexão de três RTs monofásicos em uma linha de distribuição trifásica em Delta Fechado.

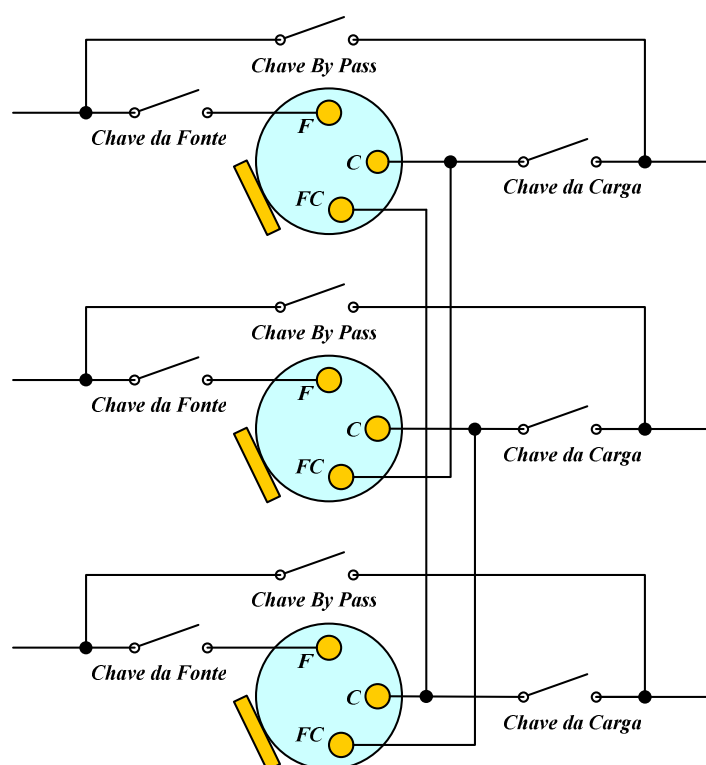


FIGURA 4.18 – CONEXÃO EM DELTA FECHADO DE RTS

A ligação de três RTs em Delta Fechado proporciona $\pm 10\%$ de regulação na fase em que está conectado e mais $\pm 5\%$ na fase adjacente, como já visto no circuito Delta Aberto. Como são três reguladores conectados, o resultado será uma regulação de $\pm 15\%$ na tensão do banco.

Na Figura 4.19 tem-se a conexão de três RTs monofásicos em Estrela em uma linha de distribuição trifásica com neutro aterrado, onde é proporcionada uma regulação de $\pm 10\%$ para cada fase.

Salienta-se que os reguladores monofásicos não podem ser operados em uma ligação em Estrela com o neutro do banco isolado. Quando esses RTs são ligados em

Estrela, o neutro do banco deve ser eficientemente conectado ao neutro do sistema. Sem essa interligação, a conexão em estrela torna-se perigosa, visto que os controles de tensão independentes de cada fase podem provocar relações desiguais entre as fases, resultando na variação de um neutro isolado com uma distorção da tensão de fase.

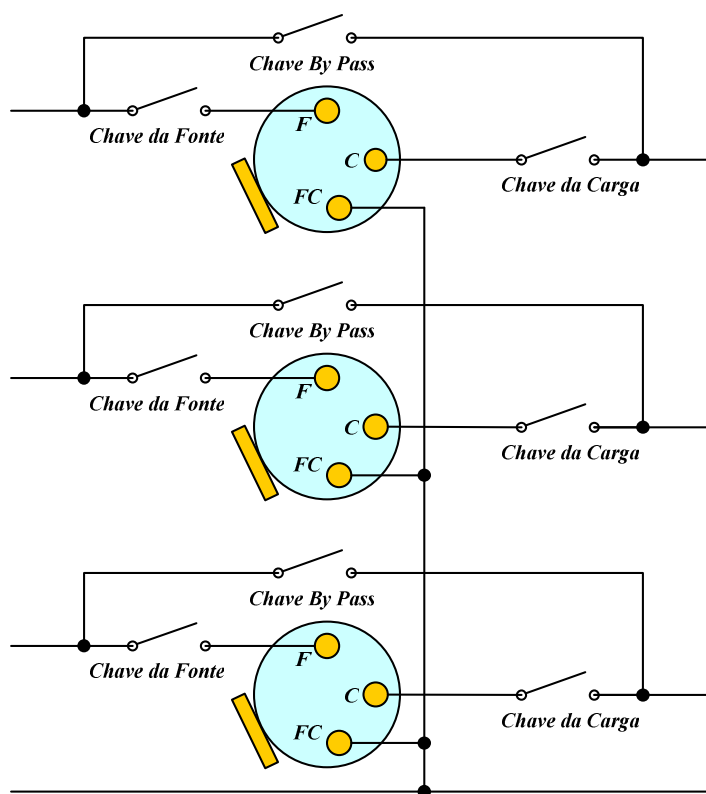


FIGURA 4.19 – CONEXÃO EM ESTRELA DE RTS

Tendo em vista que os RTs conectados em estrela aterrado apresentam, em determinadas ocasiões, diferenças significativas de posições entre as suas posições, devido a cargas desequilibradas, faz com que circulem correntes de neutro, o que provoca o desligamento e religadores.

Procurando minimizar estas correntes de neutro, foi estabelecido que os RTs conectados em circuitos estrela aterrados devem ser comandados por um único controle.

A escolha do comando mestre é feito naquele que possui a tensão intermediária. Embora este arranjo comprometa o Nível de Tensão ideal na saída de cada RT, os valores

das três tensões ficam, na média, em valores aceitáveis.

4.3.8 Capacidade de Carga

As características térmicas de RTs têm uma influência significativa em sua vida útil. Na realidade, a principal causa da ruptura dielétrica, que corresponde ao término da vida útil do equipamento, é a deterioração do isolamento de papel devido a pontos de altas temperaturas. Portanto, o conhecimento desses pontos quentes é fundamental na avaliação dos limites de sobrecarga e para a vida útil do equipamento.

Dois pontos são de grande importância para a definição da capacidade de carga dos RTs: a vida útil dos contatos e a capacidade térmica do regulador.

a. Vida Útil dos Contatos

Muitos operadores têm ficado relutantes em submeter os RTs à cargas excessivas, com receio de aumentar significativamente o desgaste dos contatos com conseqüente aumento na manutenção. A base para essa dedução tem sido a seguinte fórmula:

$$VUCSS = VUNC \cdot \left(\frac{I_{NRT}}{I_{SRT}} \right)^2 \quad (4.13)$$

onde:

$VUCSS$ – vida útil do contato submetido à sobrecarga;

$VUNC$ – vida útil normal do contato;

I_{NRT} – corrente nominal do RT;

I_{SRT} – corrente de sobrecarga do RT.

Outro fator que deve ser considerado é a extensão da sobrecarga ou o número de operações com sobrecarga e a percentagem de sobrecarga na corrente. Durante um ciclo normal de carga diária, a corrente de carga que um RT deve interromper varia significativamente. Essa variação de carga modifica consideravelmente a vida útil estimada

da chave do regulador.

Estimou-se, então, que um regulador possa interromper o dobro da carga nominal. Essa relação foi determinada através de ensaios em laboratório, enquanto o equipamento era operado continuamente com carga plena, ou seja, com corrente nominal.

Desta forma, a norma ANSI C57.95, determina que um RT seja capaz de interromper pelo menos o dobro da corrente de carga.

b. Capacidade Térmica

Por ser a capacidade térmica do RT significativamente afetada pelo número de espiras do enrolamento série que é energizado em um instante qualquer, é muito difícil determinar com precisão que condições térmicas podem existir em um RT para diferentes ciclos de carga. Devido a essa característica, há vários anos os fabricantes de reguladores apresentaram as capacidades de "Ganho de Carga", a qual permitiu a operação do RT com correntes superiores às nominais, conforme mostrado na Tabela 4.3.

TABELA 4.3 – CAPACIDADE DE GANHO DE CARGA

Carga Nominal [%]	Derivação de Regulação [%]	Perda do Enrolamento Série [%]	Perda no Enrolamento de Excitação [%]	Perda Total [%]
100	10,00	1,00	1,00	2,00
110	8,75	1,06	0,92	1,98
120	7,50	1,08	0,81	1,89
135	6,25	1,14	0,71	1,85
160	5,00	1,28	0,64	1,92

Na maioria dos RTs monofásicos, existe a capacidade para carga de 160% da corrente nominal, na derivação de regularão de +5%.

Desenvolvendo as relações de perdas para um regulador em uma base unitária, o ponto de regulação de +10% teria uma perda total igual a 2, quando suportando a corrente

nominal de placa.

Comparando-se, as perdas na base unitária, com as outras posições das derivações de 5% a 10%, vemos que cada uma delas está bem próxima da base de 2, relacionada para o ponto de 10%.

Cada RT que tenha essas capacidades aumentadas deve ser considerado como tendo um valor diferente do valor de placa, para cada derivação. Essas capacidades de faixa aumentada não sobrecarregam termicamente o regulador.

Com este recurso, a faixa de ajuste da tensão poderá ser utilizada de acordo com a necessidade do sistema, ou seja, o ajuste poderá ser diferente para o lado máximo de elevar e do lado máximo de diminuir.

Caso uma linha tenha uma carga superior à capacidade nominal do RT, nos períodos de pico de carga, o regulador poderá ser ajustado para elevar a tensão em +5% para carga pesada e a diminuir em -10% para carga média e leve, conforme mostrado na Figura 4.20.

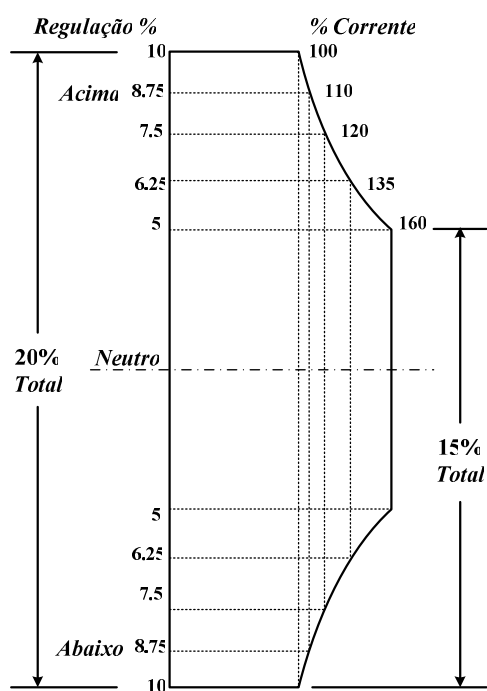


FIGURA 4.20 – AUMENTO DE CARGA OBTIDO PELO AUMENTO DA FAIXA DE REGULAÇÃO

Em geral, a sobrecarga por qualquer período de tempo pode acontecer desde que a temperatura máxima no cobre não exceda a 95°C , sendo que esse limite é obtido somando-se 30°C para uma temperatura ambiente média, 55°C para a temperatura média no cobre, e 10°C para aumento de temperatura no ponto mais quente do cobre.

Alguns RTs mais modernos são fabricados com um papel especial denominado papel termoestabilizado, o qual suporta temperaturas mais elevadas, no caso, 65°C para a temperatura do cobre, elevando desta forma a temperatura total máxima para 105°C .

Quando o RT possui este tipo de papel pode ser sobrecarregado em 12% da capacidade nominal dada pela Tabela 4.3, sem perda da vida útil ou necessidade de redução da faixa de regulação.

4.3.9 Colocação de RTs em Paralelo

Quando os RTs são colocados em paralelo, o circuito deve possuir impedância maior do que a dos reguladores, desta forma, faz-se necessário que os transformadores estejam localizados no mesmo circuito, conforme mostrado na Figura 4.21.

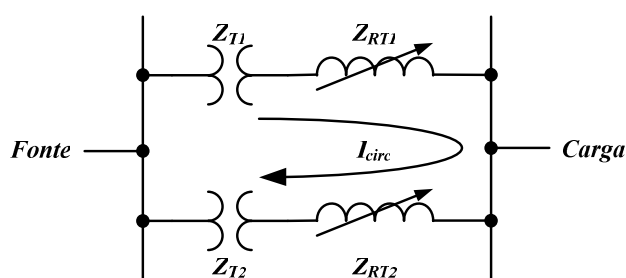


FIGURA 4.21 – REGULADORES DE TENSÃO COLOCADOS EM PARALELO

Essa ligação em paralelo, de RTs em série com transformadores, é modelada com impedâncias em paralelo, logicamente formadas pela soma da impedância do transformador com a impedância do RT.

Assim, se as impedâncias forem diferentes, a corrente deriva e flui diferentemente

através das impedâncias separadas. Se as relações de transformação forem diferentes, provocam tensões diferentes aplicadas a um mesmo barramento. Isso significa que uma corrente de circulação I_{circ} pode fluir no circuito cuja natureza é essencialmente reativa.

No caso específico dos RTs, a relação de transformação é determinada pela posição de operação. Se as unidades em paralelo estiverem em derivações diferentes, haverá uma corrente de circulação I_{circ} , a qual pode ser ainda maior no caso dos estarem próximos das posições neutras, pois a impedância dos reguladores tenderia a zero.

Essa corrente circulante I_{circ} é limitada pelas impedâncias dos transformadores e dos RTs. Quanto maior a impedância no circuito, menor será a corrente circulante resultante da diferença entre as relações de transformação, por isso os transformadores são incluídos em série no mesmo circuito com os reguladores.

Então, como regra geral, esta corrente de circulação I_{circ} não deve exceder a 15% da capacidade total e, ainda, os RTs devem:

- a. Ter a mesma impedância percentual em suas bases ou muito próximas;
- b. Ter a mesma tensão nominal;
- c. Ter o mesmo número de derivações;
- d. Ter a mesma faixa de regulação;
- e. Estar em série com transformadores de capacidades condizentes.

4.4 PERFIL DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Normalmente os alimentadores em sistemas de distribuição possuem as cargas diferentes distribuídas ao longo de todo o comprimento da linha. Assim, correntes diferentes são derivadas para as cargas. No entanto, uma carga em um alimentador também pode ser representada como se estivesse concentrada na extremidade de recebimento do alimentador, ou ainda, distribuída uniformemente ao longo do alimentador.

Uma carga concentrada na extremidade da linha provoca a maior queda de tensão registrada na extremidade da linha. Por outro lado, em um circuito elétrico uniformemente carregado, a queda de tensão registrada na extremidade da linha, é igual à metade do valor

registrado com a mesma carga concentrada na extremidade da linha. Já para uma condição de carga arbitrária os resultados são, normalmente, próximos do caso da carga uniformemente distribuída.

Obviamente, no caso da carga concentrada, toda a corrente de carga se desloca para a extremidade da linha. Porém no caso da carga uniformemente distribuída, a corrente é derivada em quantidades menores ao longo de toda a linha.

Deste modo, a queda de tensão na extremidade da linha para uma carga uniformemente distribuída, é a metade daquela para o caso da carga concentrada, conforme mostrado na Figura 4.22.

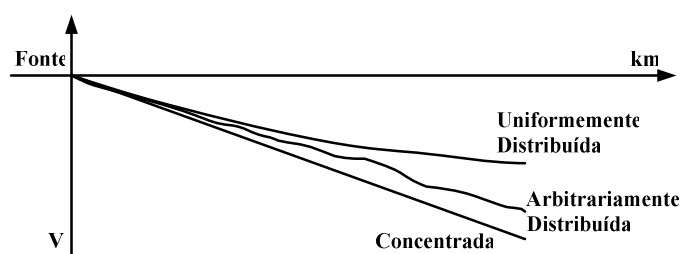


FIGURA 4.22 – PERFIL DA TENSÃO PARA VÁRIOS TIPOS DE CARGA EM UM ALIMENTADOR

Na realidade, para que seja possível a operação adequada do sistema de distribuição torna-se necessário saber até que ponto a queda de tensão pode ser tolerada, pois qualquer equipamento elétrico é projetado e construído para operar em sistemas de tensão nominal e com certa tolerância.

Então, conforme citado anteriormente, a Resolução N° 505 da ANEEL de 26 de novembro de 2001, entre outras coisas, define tanto os níveis de tensão de atendimento como os limites de tensão tolerados já mostrados na Tabela 4.1.

Assim, alguns sistemas de distribuição possuem, entre outros equipamentos, BCs e RTs instalados nas linhas com a finalidade de melhorar o perfil de tensão e mantê-lo dentro dos limites recomendados, de modo que se torna necessária uma análise mais detalhada da influência destes equipamentos no perfil de tensão de um alimentador.

4.4.1 Com Banco de Capacitores

A tensão no sistema somente com BC instalado sobe da fonte até o banco e se estabiliza do banco até o final da linha, conforme mostrado na Figura 4.23. Notando-se que a localização típica para o BC é no ponto correspondente a cerca de 1/3 do comprimento da linha, a partir do final da linha.

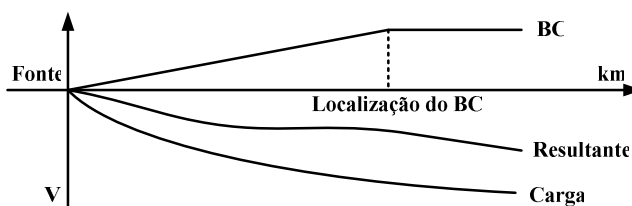


FIGURA 4.23 – PERFIL DA TENSÃO PARA UM BC À 1/3 DO FINAL DA LINHA

Então, pela inclusão do efeito capacitivo ao perfil de tensão da carga uniformemente distribuída obtém-se a curva resultante da tensão.

Porém, se o capacitor estiver localizado no final da linha e for suficientemente grande de modo que a queda de tensão resultante no final seja igual a zero, tem-se o caso mostrado na Figura 4.24. Nota-se, entretanto, que a queda de tensão se deslocou mais em direção ao centro da linha.

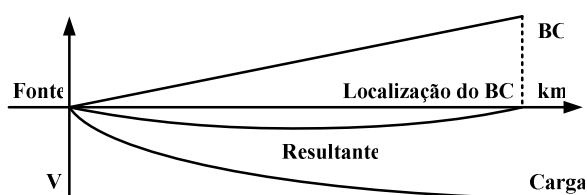


FIGURA 4.24 – PERFIL DA TENSÃO PARA UM BC NO FINAL DA LINHA

4.4.2 Com Regulador de Tensão

Normalmente a decisão pela utilização de RTs é baseada no perfil de tensão do alimentador com atenção especial à queda de tensão no final da linha e o local mais apropriado de instalação é onde se possa utilizar o máximo da sua faixa de regulação no

período de carga máxima.

Usualmente, para uma linha uniformemente carregada, utiliza-se uma técnica pouco precisa para aplicar um RT em sua posição mais vantajosa. Essa técnica consiste em projetar as condições da linha para quando a variação esperada da tensão for igual ao dobro do limite permitido. Em seguida, deve-se traçar uma linha horizontal partindo do limite permitido, até ao ponto de interseção com a curva da tensão. Essa interseção é em aproximadamente 30% do comprimento total da linha a partir da fonte, conforme ilustrado na Figura 4.25, na qual também pode ser visto como o RT modifica o perfil de tensão do alimentador (COPEL, 2002).

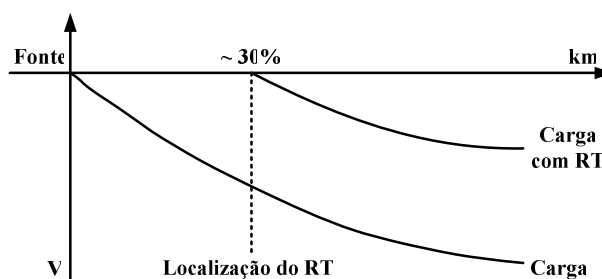


FIGURA 4.25 – PERFIL DA TENSÃO COM UM RT EM 30% DO INÍCIO DA LINHA

Outras condições podem ocorrer onde um RT, mesmo aplicado em sua melhor posição, não seja suficiente para manter a tensão dentro dos limites permitidos. Desta forma, pode-se inserir mais um regulador em série para obter os resultados desejados, conforme apresentado na Figura 4.26, onde essa configuração é conhecida como reguladores em cascata.

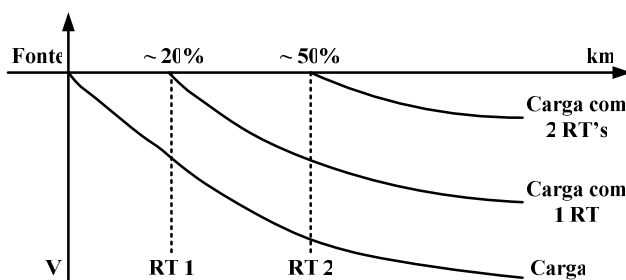


FIGURA 4.26 – PERFIL DA TENSÃO COM DOIS RTS EM 20% E 50% DO INÍCIO DA LINHA

As localizações ideais para dois RTs em cascata em uma linha são, aproximadamente, nos pontos correspondentes a 20% e 50% do comprimento total da linha partindo da fonte. Deste modo, tem-se que dois reguladores em cascata em uma linha corrigirão adequadamente as condições de variações de tensão no final da linha de até três vezes o limite de tensão permitida (COPEL, 2002).

4.4.3 Com Banco de Capacitores e Regulador de Tensão

Conforme citado anteriormente, é comum a utilização de BCs e RTs em um mesmo alimentador, principalmente, quando este alimentador é relativamente longo e carregado.

A Figura 4.27 ilustra, para um alimentador uniformemente carregado, a aplicação de um BC no ponto a cerca de 1/3 do comprimento da linha a partir do final da linha e de um RT a aproximadamente 30% do comprimento total da linha a partir da fonte.

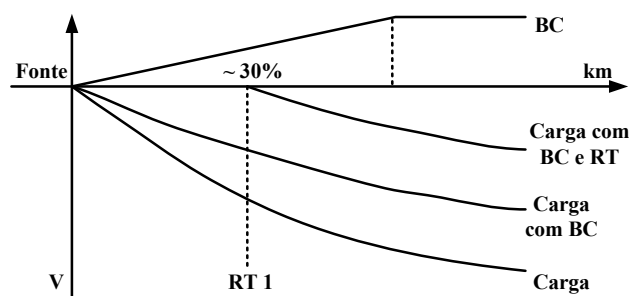


FIGURA 4.27 – PERFIL DA TENSÃO PARA UM CAPACITOR E UM RT

Já a Figura 4.28 mostra, para um alimentador uniformemente carregado, porém, mais carregado que o anterior, a aplicação de um BC novamente no ponto a cerca de 1/3 do comprimento da linha a partir do final da linha e de dois RTs, estando um a aproximadamente 20% do comprimento total da linha a partir da fonte e o outro a cerca de 50% do comprimento.

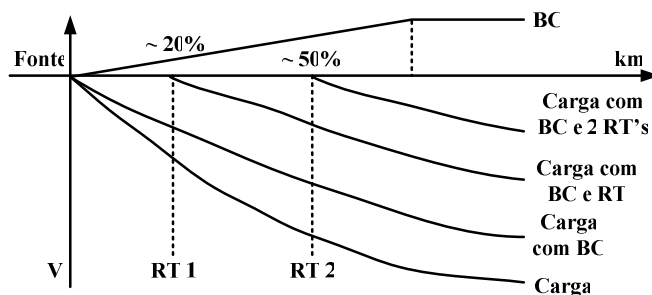


FIGURA 4.28 – PERFIL DA TENSÃO PARA UM CAPACITOR E DOIS RTS

Resumidamente, estas configurações apresentadas são tipicamente utilizadas pelas concessionárias de energia para a locação de BCs e RTs nos sistemas de distribuição. Porém, estas são soluções pouco precisas devidas às muitas considerações envolvidas, como por exemplo, um carregamento uniforme em toda a linha como sendo o mais próximo de um carregamento real.

Desta forma, torna-se extremamente necessário do desenvolvimento de uma ferramenta que apresente resultados confiáveis e para sistemas reais a qual foi proposta por este trabalho e tem sua metodologia apresentada no próximo capítulo.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Após essa descrição a respeito de regulação de tensão, algumas considerações sobre o que foi utilizado nesse trabalho, tanto para alocação de BCs quanto para RTs podem ser resumidas, a seguir:

- a. Para alocação de BC, a metodologia, a ser descrita no próximo capítulo, determina em qual ou quais barras da rede de distribuição se deve instalar os bancos, com a opção pela instalação no tronco do alimentador ou em todas as barras do sistema, especificando o tamanho (em kvar) e o tipo (fixo ou automático);
- b. Os BCs fixos são dimensionados para compensação de reativos em carga leve e os automáticos para carga média e pesada;
- c. Não foram consideradas as correntes de *Inrush*;

d. Decidiu-se pela alocação do tipo RT de 32 Degraus que permite a regulação de tensão de $\pm 10\%$, quando ligado em Delta Aberto, com cada *tap* correspondendo a 0,625%, para os 32 degraus, de variação de tensão. O mesmo foi selecionado, por ser o mais utilizado pelas concessionárias (FELÍCIO, 2006).

e. Para alocação de RT, a metodologia desenvolvida determina em qual ou quais linhas da rede de distribuição se deve instalar os reguladores, com a opção pela instalação no tronco do alimentador ou em todas as linhas do sistema, especificando os níveis de tensão a serem ajustados nas saídas dos mesmos, a faixa é contínua e varia de 105 a 135 V;

f. Quanto ao ajuste da Largura de Banda, que normalmente pode ser ajustável em uma faixa contínua que varia de 1,5 a 3 V, decidiu-se pela menor faixa, 1,5 V, pois o nível de tensão ajustado no processo deve ser o mais respeitado possível;

g. Para valor de Temporização foi escolhido o valor típico de 30 segundos para o primeiro RT, adicionando-se 15 segundos para cada etapa de reguladores instalados na seqüência;

h. Como uma das funções objetivo do problema da alocação é a minimização de desvios de tensão entre os valores máximo e mínimo permitidos, não houve preocupação com a Compensação de Queda na Linha;

i. O problema pressupõe que existe apenas uma fonte de tensão, ou que o fluxo da potência ocorre somente em um sentido, o da fonte até um ponto de recebimento;

j. Como se deseja uma regulação de $\pm 10\%$ com o menor custo possível, considerou-se a conexão de dois RTs monofásicos em Delta Aberto em uma linha de distribuição trifásica não aterrado, onde cada regulador proporciona uma regulação de $\pm 10\%$ para a fase em que está conectado e 5% para a fase adjacente, com isso a terceira fase também terá $\pm 10\%$ de regulação;

k. Como na maioria dos RTs monofásicos a capacidade para carga é de 160% da corrente nominal, na derivação de regularão de +5%, os reguladores são escolhidos de forma que a corrente circulante por ele não exceda aproximadamente esse valor;

l. Não foram considerados RTs colocados em paralelo.

CAPÍTULO 5 - METODOLOGIA

5.1 INTRODUÇÃO

Uma vez feita a revisão bibliográfica e estudados os conceitos sobre regulação de tensão impostos pela Resolução N° 505/2001 da Agência nacional de Energia Elétrica – ANEEL e os equipamentos utilizados para esta finalidade (Banco de Capacitores – BCs e Reguladores de Tensão – RTs); definidas as considerações do que foi aplicado no trabalho; revisados os modelos de Fluxo de Potência – FP (Método da Soma das Correntes – SDC e Fluxo de Potência Ótimo – FPO); e ainda, estudada a técnica de Inteligência Artificial denominada Algoritmos Genéticos – AG utilizada para este tipo de trabalho, torna-se necessário desenvolver a metodologia utilizada para a elaboração deste trabalho.

Basicamente, essa metodologia determina em qual ou quais barras da rede de distribuição se deve instalar os BCs, especificando o tamanho (em kvar) e o tipo (fixo ou automático) e em qual ou quais linhas da rede de distribuição se deve instalar os RTs, especificando os níveis de tensão a serem ajustados nas saídas dos mesmos.

Desta forma, a Figura 5.1 apresenta um fluxograma da metodologia geral desenvolvida, a qual é composta por três partes essenciais que serão abordadas a seguir.

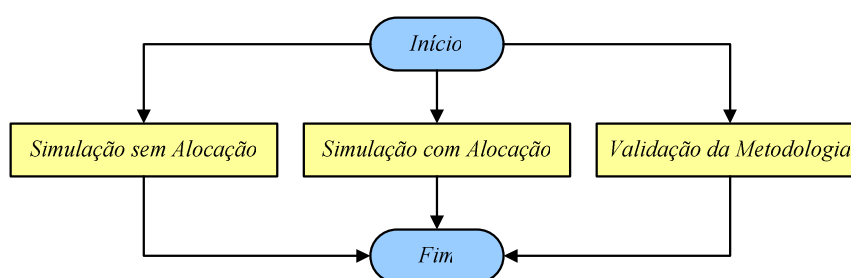


FIGURA 5.1 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA GERAL

Os parâmetros de entrada para cada uma das partes essenciais são basicamente os valores de resistência e reatância das linhas de distribuição e cargas ativas e reativas de

cada posto do alimentador.

5.2 SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO

A Figura 5.2 apresenta um fluxograma geral da Simulação sem Alocação de equipamentos cujo objetivo é verificar o estado atual da rede e calcular os itens da Função Objetivo – FO a ser minimizada para o estado encontrado, além de validar as metodologias de FP utilizadas.

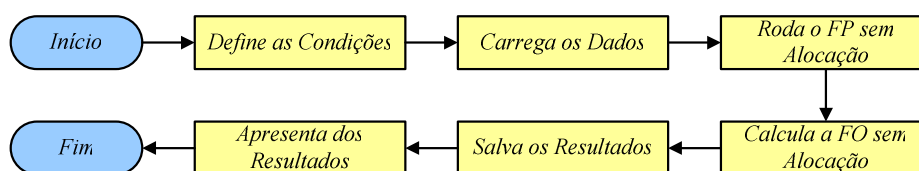


FIGURA 5.2 – FLUXOGRAMA DE UMA SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO

Nota-se então que, primeiramente, é necessário definir as condições de simulação que são: o sistema a ser simulado (de 11 ou 70 barras de BARAN e WU (1989), cujos dados de barras e linhas são mostrados no Apêndice D), o tipo de carga (Carga Constante ou Curva de Carga, que será definida mais adiante) e o FP a ser utilizado (Método da SDC ou FPO, conforme detalhamento feito no Item 2.4).

Em seguida, são carregados os dados do sistema e do tipo de carga, assim como os custos e demais variáveis necessárias para os cálculos subsequentes.

Então, executa-se o FP sem a alocação de equipamentos a fim de se obter as condições atuais do sistema que servirão de base para o cálculo da FO sem alocação. Finalmente, os resultados do FP e da FO são salvos e apresentados.

5.3 SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO

A Figura 5.3 apresenta um fluxograma geral da Simulação com Alocação de equipamentos cujo objetivo é obter a localização e o tamanho dos equipamentos de

regulação, além do tipo, fixo ou automático, para os BCs e do ajuste do *tap* para os RTs a serem instalados.

Nota-se que inicialmente é necessário definir as condições de simulação relacionadas ao sistema em geral e aos equipamentos de regulação. Em seguida, são carregados os dados originais do sistema e do tipo de carga, assim como os custos e demais variáveis necessárias.

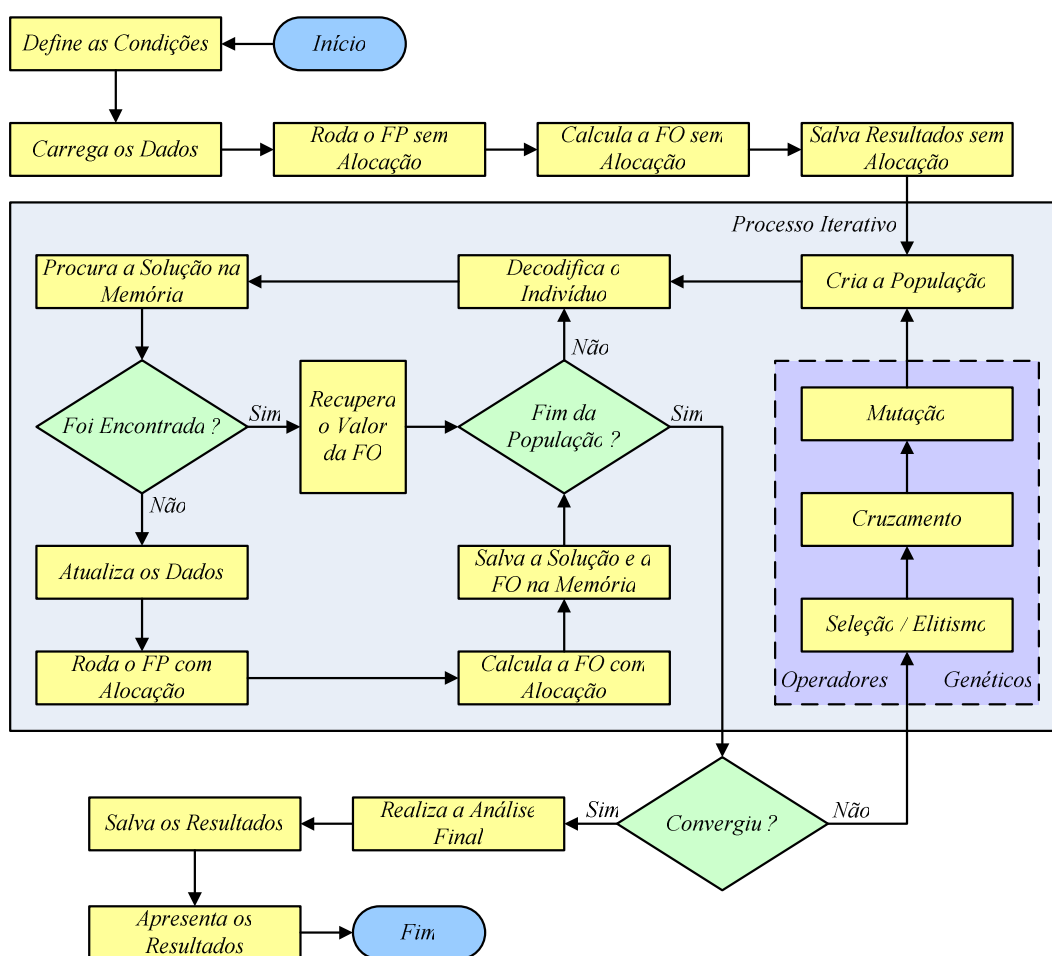


FIGURA 5.3 – FLUXOGRAMA DE UMA SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO

Então, executa-se o FP sem alocação de equipamentos a fim de se obter as condições atuais do sistema que servirão de base para o cálculo da FO sem alocação. Concluídos estes cálculos, os resultados sem alocação são salvos para posterior análise comparativa com os resultados com alocação.

Tem-se então o início do processo iterativo para a alocação dos equipamentos que se dá com a criação da população inicial. Na sequência, o primeiro indivíduo da população, formado por uma sequência binária, é decodificado fornecendo uma solução de localização, dimensionamento e tipos e ajustes.

Esta solução é procurada na memória previamente alocada. Caso a solução já tenha sido testada anteriormente, retorna-se o indivíduo juntamente com seu valor da FO já calculada, caso contrário, atualizam-se os dados do sistema com a inserção dos parâmetros decodificados e executa-se um novo FP agora com alocação de equipamentos. Com os resultados do FP, calcula-se a FO com alocação, e salva o indivíduo decodificado, ou seja, a solução com seu valor da FO na memória.

Logo após, verifica-se se todos os indivíduos da população foram analisados e em caso negativo, retoma-se o processo na decodificação do próximo indivíduo. Porém, caso todos os indivíduos já tenham sido avaliados, verifica-se se algum critério de convergência foi atingido.

Caso não seja verificada a convergência chamam-se os AG, que através dos operadores genéticos de Seleção e Elitismo, Cruzamento e Mutação, geram uma nova população, ou seja, criam uma nova geração para ser avaliada e dar continuidade ao processo iterativo.

Por outro lado, caso tenha-se a convergência, realiza-se a análise final e comparativa dos resultados obtidos sem alocação e com alocação para o melhor indivíduo e, finalmente, se salva os resultados obtidos destas análises e apresenta-os.

Conforme mencionado anteriormente, este é o fluxograma geral de uma simulação com alocação de forma que alguns itens merecem um detalhamento maior, o qual será dado a seguir.

5.3.1 Definição das Condições de Simulação com Alocação

Antes de iniciar uma simulação com alocação de equipamentos, conforme visto anteriormente no fluxograma geral, faz-se necessário definir algumas condições básicas de

simulação relativas ao sistema em geral e aos equipamentos que se pretende alocar, as quais são mostradas na Tabela 5.1 juntamente com as opções de disponíveis.

As opções das condições básicas de simulação foram disponibilizadas com o objetivo de dar ao analista opções mais próximas da realidade na hora de planejar a ampliação de um sistema, possibilitando diversas configurações que podem resultar em diferentes soluções, auxiliando-o na escolha.

TABELA 5.1 – CONDIÇÕES E OPÇÕES DE UMA SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO

Condição de Simulação	Opções de Escolha
Relativos ao Sistema	
Sistema a Ser Simulado	11 ou 70 Barras
Tipo de Carga	Carga Constante ou Curva de Carga
Equipamentos Alocados	RTs e/ou BCs
FP Usado	FPO ou Método SDC ¹
Relativos aos BCs	
Número Máximo	3
Tipo	Fixos e/ou Automáticos ²
Barras Candidatas a Alocação	Todas ou Apenas do Tronco Principal
Relativos aos RTs	
Número Máximo	3
Tensão Ajustada na Saída	Melhor Entre 0,95 e 1,0469 ou Nominal
Inserção da Impedância ³	Sim ou Não
Linhas Candidatas a Alocação	Todas ou Apenas do Tronco Principal

Notas:

¹ Opção disponível apenas para a instalação exclusiva de BCs, pois sempre que se opta pela instalação de RTs, em conjunto ou não com BCs, torna-se necessário a utilização do FPO para o ajuste dos *taps* dos RTs;

² Opção disponível apenas para a opção de Curva de Carga, pois não faz sentido a alocação de BCs Automáticos para Carga Constante.

³ Opção disponível para se inserir ou não os valores de impedância dos RTs nos dados do sistema.

Os números de equipamentos foram limitados em no máximo três unidades, pois como se minimiza o custo, dificilmente se aloca um número maior que esse.

5.3.2 Dados da Carga e da Tensão na Barra da Subestação

As simulações e os resultados de otimização devem ser obtidos avaliando-se a FO para diferentes curvas de carga a que o alimentador em estudo está sujeito. Assim, para a opção de Curva de Carga, genericamente, consideram-se nove situações de carga, dadas pelos três patamares de carga, Pesada, Média e Leve, que ocorrem para cada um dos três tipos de dias considerados, Dia Útil, Sábado e Domingo/Feriado, cujos números de horas são apresentados na Tabela 5.2.

TABELA 5.2 – NÚMERO DE HORAS PARA CADA CONDIÇÃO DE CARGA

Patamar de Carga	Número de Horas [h]		
	Dia Útil	Sábado	Domingo / Feriado
Pesada	6	6	4
Média	12	10	12
Leve	6	8	8

Já a Tabela 5.3 apresenta o número de Dias Úteis, Sábados e Domingos/Feriados para o período de um ano.

TABELA 5.3 – NÚMERO DE DIAS EM UM ANO PARA CADA TIPO DE DIA

Tipo de Dia	Número de Dias
Dia Útil	249
Sábado	52
Domingo / Feriado	64

E ainda, a Tabela 5.4 mostra a porcentagem da carga total no alimentador adotada para cada condição da Curva de Carga.

TABELA 5.4 – PORCENTAGEM DA CARGA TOTAL PARA CADA CONDIÇÃO DE CARGA

Patamar de Carga	Porcentagem da Carga Total [%]		
	Dia Útil	Sábado	Domingo / Feriado
Pesada	130	120	110
Média	80	70	60
Leve	50	40	40

Já para a opção de Carga Constante, considerou-se 100% da carga total do alimentador.

Ressalta-se também que o nível de tensão fixado na barra inicial do alimentador é de 1 pu para as simulações com Carga Constante. Por outro lado, a Tabela 5.5 apresenta, para cada patamar de carga, os níveis de tensão que devem ser fixados na barra inicial do alimentador.

TABELA 5.5 – TENSÃO NA BARRA INICIAL PARA CADA CONDIÇÃO DE CARGA

Patamar de Carga	Tensão na Barra Inicial [pu]
Pesada	0,9928
Média	0,9783
Leve	0,9565

5.3.3 Formulação Matemática da Função Objetivo

O problema da alocação de BCs e RTs em redes de distribuição de energia é um problema de otimização que inclui variáveis inteira-mista. Neste problema, busca-se a localização e o tamanho dos equipamentos de regulação, além do tipo, fixo ou automático,

para os BCs e do ajuste do *tap* para os RTs a serem instalados.

Estas respostas devem ser obtidas de modo a se satisfazer os limites de tensão impostos pela Resolução N° 505/2001 da ANEEL e quedas de tensão pré-estabelecidas, ou seja, visando melhorar níveis indesejáveis de tensão nas barras de distribuição, verificados antes da instalação dos equipamentos e, ainda, de modo a se obter o menor custo de instalação dos equipamentos de regulação e o menor custo de perdas de potência ativa.

Desta forma, a FO, a ser minimizada durante o processo de alocação, especificação, dimensionamento e ajustes do BCs e RTs, que contempla todos os critérios citados anteriormente é:

$$FO = \min[f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5] \quad (5.1)$$

onde:

FO – função objetivo a ser minimizada;

f_1 – custo das perdas de potência ativa;

f_2 – custo das violações dos limites de tensão;

f_3 – custo das violações das quedas de tensão;

f_4 – custo dos BCs;

f_5 – custo dos RTs.

A seguir será feita uma breve descrição de cada função que compõe a FO.

5.3.3.1 Custo das Perdas de Potência Ativa

A potência reativa que flui pelas linhas dos sistemas de distribuição causa efeitos indesejáveis como, por exemplo, o aumento das perdas de potência ativa.

As perdas de potência ativa para cada uma das nove condições de carga consideradas são calculadas utilizando-se os valores de tensão obtidos pelo algoritmo de FP para cada patamar de carga.

Uma vez obtido os valores das perdas totais de potência ativa para cada condição de carga em cada dia da semana, pode-se obter o valor da energia total consumida pelas

perdas durante todo um ano através da seguinte equação:

$$Energia = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 Perdas_{ij} \cdot Horas_{ij} \cdot Dias_j \quad (5.2)$$

onde:

i – corresponde a condição de carga Pesada, Média e Leve;

j – corresponde ao número de Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados;

$Perdas_{ij}$ – perda de potência ativa correspondente à condição de carga i no dia j ;

$Horas_{ij}$ – número de horas correspondente à condição de carga i no dia j ;

$Dias_j$ – número de dias j no período de um ano.

Os valores de horas e números de dias são obtidos de acordo com as curvas de carga do alimentador, levando-se em conta os patamares de carga Pesada, Média e Leve para os Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados, dados, respectivamente, pela Tabela 5.2 e Tabela 5.3.

Após fazer estas operações, obtém-se a energia total consumida pelas perdas elétricas em um ano. Este valor é multiplicado pela tarifa da energia vigente, considerado nas simulações como sendo 197,58 R\$/kWh.ano, obtendo-se assim o custo relativo às perdas de energia elétrica no alimentador no período de um ano como mostra a seguinte equação:

$$f_1 = Custo_Perdas = wp \cdot Energia \cdot 197,58 \quad (5.3)$$

onde:

wp – índice de ponderação de f_1 ;

$Energia$ – energia total consumida pelas perdas durante um ano.

5.3.3.2 Custo das Violações dos Limites de Tensão

A Resolução N° 505, de 26 de novembro de 2001 da ANEEL, determina que o sistema elétrico deve atender aos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente preestabelecidos, sendo que estes são fiscalizados e sujeitos a multas.

Com base nesta Resolução, as concessionárias de energia elétrica procuram solucionar os problemas de queda de tensão em alimentadores, dentre outras maneiras, pela instalação de RTs e BCs.

Outra razão para solucionar estes problemas é que com a melhoria dos níveis de tensão tem-se uma redução significativa das perdas elétricas nos alimentadores e, conseqüentemente uma redução nos custos para as concessionárias e também para os próprios consumidores.

Desta forma, após simular o FP e conhecer as magnitudes de tensões em todas as barras para cada uma das nove condições de carga consideradas, busca-se as barras cujas magnitudes estão fora dos limites estabelecidos pela Resolução N° 505/2001, obtendo-se as violações desses limites da forma apresentada na Tabela 5.6.

TABELA 5.6 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE TENSÃO

Se	Então
$V_{\text{mínimo}} \leq V_{\text{barra}} \leq V_{\text{máximo}}$	$\text{Violação}_{\text{barra}} = 0$
$V_{\text{barra}} < V_{\text{mínimo}}$	$\text{Violação}_{\text{barra}} = V_{\text{mínimo}} - V_{\text{barra}}$
$V_{\text{barra}} > V_{\text{máximo}}$	$\text{Violação}_{\text{barra}} = V_{\text{barra}} - V_{\text{máximo}}$

Os valores de $V_{\text{mínimo}}$ e $V_{\text{máximo}}$ são os limites da escala de tensão adequada estabelecidos pela Resolução n° 505/2001, ou seja, $V_{\text{mínimo}} = 0,93$ pu e $V_{\text{máximo}} = 1,05$ pu.

Uma vez obtido os valores das violações de tensão para cada condição de carga em cada dia da semana, ou seja, o somatório das violações de tensão de todas as barras para cada condição, pode-se obter o valor de violação de tensão total do sistema durante todo um ano através da seguinte equação:

$$\text{Violação} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \text{Violação}_{ij} \cdot \text{Horas}_{ij} \cdot \text{Dias}_j \quad (5.4)$$

onde:

Violação_{ij} – violação de tensão de todas as barras para a carga i no dia j .

Novamente, os valores de horas e números de dias são obtidos de acordo com as curvas de carga do alimentador dados, respectivamente, pela Tabela 5.2 e Tabela 5.3.

Após fazer estas operações, obtém-se a violação de tensão total para todas as barras e todas as condições no período de um ano. Este valor é multiplicado por um custo fixo de 114,16 R\$/V.ano, estimado de modo a ponderar adequadamente o peso da função f_2 em relação aos outros custos, obtendo-se assim o custo relativo às violações dos limites de tensão no alimentador no período de um ano como mostra a seguinte equação:

$$f_2 = \text{Custo_Violação_Tensão} = wv \cdot \text{Violação} \cdot 114,16 \quad (5.5)$$

onde:

wv – índice de ponderação de f_2 ;

Violação – violação de tensão total do sistema em um ano.

5.3.3.3 Custo das Violações das Quedas de Tensão

Conforme recomendações da COPEL (1996b), existe um custo adicional quando existem quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador maiores que 4%. Assim, quando essas diferenças de tensão entre as diversas barras e a barra inicial do alimentador excedem 4% em relação à barra inicial deve-se aplicar um custo adicional na FO relativo a esses desvios.

Desta forma, para cada patamar de carga, Pesada, Média e Leve, nos Dias Úteis, Sábados e Domingos/Feriados, buscam-se as barras que apresentam uma queda de tensão maior que 4% e aplica-se para essas barras a equação mostrada a seguir, somando os valores encontrados para as nove condições de carga.

$$f_3 = \text{Custo_Queda_Tensão} = wq \cdot 1,144 \cdot VD \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \left\{ \text{Horas}_{ij} \cdot \text{Dias}_j \cdot \sum_{b \in \Phi} \left[(QT_{bij} - 4)^{1,45} \cdot P_{ij} \cdot CP_b \right] \right\} \quad (5.6)$$

onde:

wq – índice de ponderação de f_3 ;

VD – valor do dólar;

b – barra com queda de tensão superior a 4%;

Φ – conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%;

QT_{bij} – tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia da semana j ;

P_{ij} – porcentagem da carga pesada referente ao patamar de carga i e dia j ;

CP_b – valor da carga pesada na barra b .

Ressalta-se que para as simulações do VD utilizado foi de R\$ 1,95.

5.3.3.4 Custo dos Bancos de Capacitores

A escolha do tamanho e do tipo de BC a ser instalado em um ponto da rede é um fator preponderante para o desempenho dos AG na busca do local ótimo de sua instalação.

Este trabalho contempla a instalação de BCs dos tipos fixo e automático com tamanhos mostrados na Tabela 5.7, juntamente com seus respectivos preços, além da possibilidade de não instalar nenhum capacitor na rede.

Desta forma, o custo total com a instalação dos BCs fixos e automáticos é dada pela seguinte equação:

$$f_4 = \text{Custo}_{BC} = wc \cdot \sum_{bbc \in \Omega} (Fixo_{bbc} \cdot \text{Custo}_{fixo}) + (Auto_{bbc} \cdot \text{Custo}_{auto}) \quad (5.7)$$

onde:

wc – índice de ponderação de f_4 ;

bbc – barra com BC instalado;

Ω – conjunto de barras com BC instalado;

$Fixo_{bbc}$ – indica a instalação de BC fixo na barra bbc ;

Custo_{fixo} – custo do BC fixo instalado;

$Auto_{bbc}$ – indica a instalação de BC automático na barra bbc ;

Custo_{auto} – custo do BC automático instalado.

As variáveis que indicam a instalação de BCs fixos e automáticos,

respectivamente $Fixo_{bbc}$ e $Auto_{bbc}$, podem assumir o valor 1, caso o respectivo BC seja instalado na barra bbc ou 0, caso contrário.

TABELA 5.7 – TAMANHOS E PREÇOS DOS BCS FIXOS E AUTOMÁTICOS USADOS

Tamanho do BC [kvar]	Preço do BC [R\$]	
	Fixo	Automático
150	5.500,00	36.000,00
300	6.000,00	37.000,00
450	6.800,00	38.500,00
600	7.500,00	40.000,00
750	8.000,00	41.000,00
900	8.500,00	42.000,00
1050	9.000,00	43.000,00
1200	9.500,00	44.000,00
1350	10.000,00	45.000,00
1500	10.500,00	46.000,00
1650	11.000,00	47.000,00
1800	11.500,00	48.000,00
1950	11.800,00	48.700,00
2100	12.100,00	49.400,00
2250	12.400,00	50.100,00
2400	12.700,00	50.800,00
2550	13.000,00	51.500,00
2700	13.300,00	52.200,00
2850	13.500,00	52.700,00
3000	13.700,00	53.200,00
3150	13.900,00	53.700,00
3300	14.100,00	54.200,00
3450	14.300,00	54.700,00
3600	14.500,00	55.200,00
3900	15.000,00	56.000,00
4500	16.000,00	57.500,00

5.3.3.5 Custo dos Reguladores de Tensão

Assim como o tamanho e o tipo de BC, o ajuste do *tap* do RT a ser instalado em um ponto da rede, que nesse caso é feito pelo FPO, também é um fator preponderante para o desempenho dos AG na busca do local ótimo.

Porém, diferente dos BCs, o dimensionamento do RT não é feito pelo diretamente pelo AG, ou seja, via seu processo de codificação e sim, de forma indireta, através da decodificação do local de sua instalação.

Uma vez conhecido o local de instalação e a tensão nominal do sistema, basta obter a corrente da linha de distribuição em que o RT é inserido para poder dimensioná-lo corretamente e dessa forma poder avaliar o custo do equipamento.

As correntes para as linhas de distribuição para cada uma das nove condições de carga consideradas são calculadas pelo algoritmo de FPO para cada patamar de carga, sendo que o maior valor é o selecionado como especificador do RT.

A Tabela 5.8 apresenta as correntes nominais e os preços dos RTs usados neste trabalho, além da possibilidade de não instalar nenhum regulador na rede.

TABELA 5.8 – CORRENTES NOMINAIS E PREÇOS DOS RTS DE 13,8 KV USADOS

Corrente Nominal do RT [A]	Preço do RT [R\$]
50	37.600,00
100	38.000,00
150	44.800,00
200	51.600,00
250	58.100,00
300	64.700,00
350	70.300,00
400	75.800,00

Ressalta-se que os custos são para RT monofásicos e que, uma vez que o método

de ligação dos RTs com o sistema de distribuição é o Delta Aberto, os custos dos RTs na sua FO devem ser multiplicados por dois, conforme mostra a equação a seguir:

$$f_5 = \text{Custo}_{RT} = wr \cdot 2 \cdot \sum_{lrt \in \Psi} \text{Custo}_{lrt} \quad (5.8)$$

onde:

wr – índice de ponderação de f_5 ;

lrt – linha com RT instalado;

Ψ – conjunto de linhas com RT instalado;

Custos_{lrt} – custo do RT instalado na linha lrt .

5.3.4 Codificação do Indivíduo

A codificação de um indivíduo é uma das chaves para o sucesso na busca da solução ótima, ou aproximadamente ótima, pelos AG, pois um indivíduo mal codificado pode, por exemplo, tornar-se extenso demais e, por consequência, fazer com que os AG necessitem de um número maior de gerações para obter uma boa solução.

Conforme citado anteriormente, os indivíduos são codificados em sequência binária e, como, para este trabalho, existem dois tipos de equipamentos que podem ou não ser alocados, torna-se necessário dividir o indivíduo em duas partes diferentemente codificadas devido aos diferentes parâmetros selecionados para cada equipamento, ou seja, a união da codificação dos RTs com a codificação dos BCs resulta na codificação geral do indivíduo, conforme mostrado na Figura 5.4.

Codificação Relativa aos RT's			Codificação Relativa aos BC's			
Aloca RT?	Posição do Vetor de Linhas Candidatas	Tensão Ajustada na Barra pós RT	Aloca BC?	Posição do Vetor de Barras Candidatas	Tipo de BC	Tamanho do BC
Molde para Um RT			Molde para Um BC			

FIGURA 5.4 – CODIFICAÇÃO GERAL DE UM INDIVÍDUO

Ressalta-se que podem ser inseridos, com base nas opções dos equipamentos de

regulação, até três RTs e três BCs, de forma a acrescentar na codificação do indivíduo apenas os respectivos moldes, também ilustrados na Figura 5.4.

5.3.4.1 Codificação para RTs

A codificação geral para um RT é formada por três partes. A primeira parte é formada por um único *bit* independentemente do número máximo de RTs que se pretende alocar e dos seus parâmetros. Sua codificação é bem simples, se o *bit* for 0, nenhum RT é alocado, ou seja, não é necessário decodificar as outras partes do indivíduo relativas aos RTs para se obter a solução a ser avaliada, e obviamente se for 1, faz-se necessária a decodificação das outras partes, pois um ou mais RTs, dependendo das opções iniciais e da própria decodificação, serão alocados.

Já a segunda parte, conforme a Figura 5.5 que apresenta um exemplo de decodificação para o vetor de linhas do tronco principal para o sistema de 11 barras, é formada por *bits* que, convertidos para decimal, apontam para uma posição no vetor das linhas candidatas a receber um RT, ou seja, indiretamente indicam qual linha receberá um RT. A quantidade de *bits* necessária para esta segunda parte depende do tamanho do sistema a ser simulado (11 ou 70 Barras), e da opção de linhas candidatas a receber um RT, Todas ou Apenas do Tronco Principal.

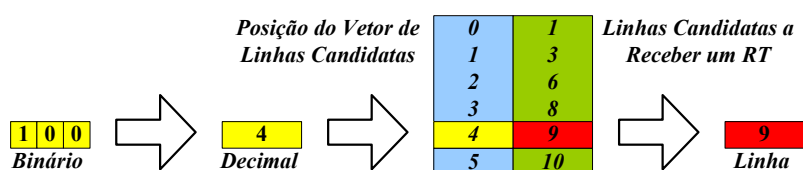


FIGURA 5.5 – DECODIFICAÇÃO DA LINHA PARA UM RT

E finalmente, a terceira parte é composta pelos *bits* que determinam a tensão na barra subsequente ao RT. Ressalta-se, entretanto, que esta terceira parte só é gerada caso a opção pela tensão ajustada seja o Melhor Ajuste entre 0,95 e 1,0469 pu.

Nesse caso, são necessários sempre 5 *bits* para a codificação da tensão ajustada,

ou seja, a codificação da tensão não depende das demais opções. A decodificação destes *bits* em tensão requer que eles sejam, primeiramente, convertidos de binário para decimal e em seguida, este número decimal é aplicado na equação a seguir para ser convertido em tensão:

$$Tensão_Ajustada = 0,003125 \cdot Número_Decimal + 0,95 \quad (5.9)$$

onde:

Tensão_Ajustada – tensão na barra subsequente ao RT;

Número_Decimal – número convertido a partir dos *bits* que especificam a tensão.

O número 0,003125 é o *step* dos 32 degraus possíveis de serem obtidos com os 5 *bits*, possibilitando que o ajuste da tensão na barra subsequente ao RT varie de 0,95 a 1,0469 pu.

Ressalta-se que esse range de ajuste de tensão de 0,95 a 1,0469 pu foi especificado para ter-se uma margem de segurança em relação aos limites da tensão adequada de atendimento impostos pela Resolução N° 505 da ANEEL que são de 0,93 e 1,05 pu

A junção da segunda e da terceira partes da codificação do RT é chamada de molde do RT. Deste modo, para codificar n RTs, basta acrescentar no indivíduo n moldes do RT em seqüência e antes da codificação dos BCs, lembrando, porém, que neste trabalho podem ser alocados no máximo 3 RTs.

5.3.4.2 Codificação para BCs

Por outro lado, a codificação geral para um BC é formada por quatro partes. Semelhante a codificação dos RTs, a primeira parte é formada por um único *bit* também independente do número máximo de BCs que se pretende alocar e dos seus parâmetros. Caso o *bit* seja 0, nenhum BC é alocado o que torna desnecessário decodificar as outras partes do indivíduo relativas aos BCs, e se for 1, as outras partes são decodificadas, pois um ou mais BCs serão alocados.

A codificação da segunda parte também é idêntica a codificação dos RTs

salientando-se que os BCs são alocados em barras ao invés de linhas como são os RTs. Desta forma, a Figura 5.6 apresenta um exemplo de decodificação para o vetor de barras do tronco principal para o sistema de 11 barras. Então, os *bits* são convertidos para decimal que apontam para uma posição no vetor das barras candidatas a receber um BC. A quantidade de *bits* necessária para esta segunda parte também depende do tamanho do sistema a ser simulado e da opção de barras candidatas a receber um BC.

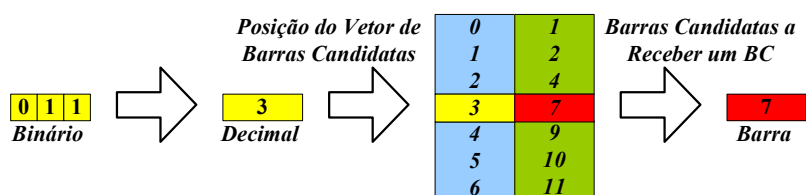


FIGURA 5.6 – DECODIFICAÇÃO DA BARRA PARA UM BC

Já a terceira parte, assim como a primeira, é formada por um único *bit* que determina o tipo de BC, sendo 0 para o tipo fixo e 1 para o automático. Ressalta-se, entretanto que esta terceira parte só é gerada caso a opção pelos dois tipos de BCs seja escolhida.

E finalmente, a quarta parte é composta pelos *bits* que determinam a capacidade ou tamanho do BC, sendo necessários 2 *bits* para a codificação, conforme apresentado na Tabela 5.9.

TABELA 5.9 – CODIFICAÇÃO DO TAMANHO DOS BCS

Codificação do Tamanho do BC	Tamanho do BC [kvar]
00	150
01	600
10	900
11	1500

Nota-se que apenas quatro tamanhos foram usados na codificação, porém,

dependendo da quantidade de BCs máxima selecionada, pode-se ocorrer a alocação de dois ou até três BCs em uma mesma barra.

Neste caso, seus tamanhos são somados para compor a solução a ser simulada, de forma a se ter qualquer um dos tamanhos de BCs apresentados na Tabela 5.7.

A junção da segunda, terceira e quarta partes da codificação do BC é chamada de molde do BC. Deste modo, assim como para os RTs, para codificar n BCs, basta acrescentar ao indivíduo n moldes do BC em sequência, lembrando, porém, que neste trabalho podem ser alocados no máximo 3 BCs.

5.3.4.3 Exemplo de Codificação

Para facilitar o entendimento da codificação, a Figura 5.7 apresenta um exemplo de solução ou indivíduo, no caso, para o sistema de 11 barras com possibilidade de alocação de equipamentos apenas para as barras e linhas do tronco principal. Ainda com base neste exemplo, deduz-se que a opção da tensão ajustada é a melhor entre 0,95 e 1,05 pu. Percebe-se também que os BCs podem ser tanto do tipo fixo quanto do automático, o que leva a conclusão de que está sendo simulada uma curva de carga, além de que optou-se pela instalação de no máximo três equipamentos de cada tipo.

Codificação Relativa aos RT's															Codificação Relativa aos BC's																						
1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1	1	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0
Primeiro RT					Segundo RT					Terceiro RT					Primeiro BC					Segundo BC					Terceiro BC												

FIGURA 5.7 – EXEMPLO DE DECODIFICAÇÃO DE UM INDIVÍDUO

Então, a decodificação do indivíduo representado na Figura 5.7, ou seja, uma solução para o problema, com base nos exemplos de vetores de linhas e barras do tronco principal candidatas a receber os equipamentos, dados, respectivamente, pela Figura 5.5 e Figura 5.6, é apresentada na Tabela 5.10.

TABELA 5.10 – EXEMPLO DE DECODIFICAÇÃO DE UM INDIVÍDUO

Equipamento	Bits do Exemplo	Solução
RTs	1	Aloca-se RTs
1º RT	1 0 0	9ª Linha
	0 0 1 1 0	0,9694 pu
2º RT	0 0 1	3ª Linha
	1 0 0 0 1	1,0048 pu
3º RT	1 0 1	10ª Linha
	1 0 0 1 1	1,0113 pu
BCs	1	Aloca-se BCs
1º BC	0 1 0	4ª Barra
	1	Automático
	0 1	600 kvar
2º BC	0 0 1	2ª Barra
	0	Fixo
	1 1	1500 kvar
3º BC	1 0 0	9ª Barra
	1	Automático
	0 0	150 kvar

5.3.5 Memória

A memória foi introduzida na metodologia com a finalidade de acelerar a convergência do processo iterativo controlado pelos AG. A sua idéia principal é relativamente simples: memorizar soluções já avaliadas com seus valores da FO já calculadas para evitar a repetição dos cálculos, evitando assim, um esforço computacional desnecessário.

Ressalta-se, entretanto, que são memorizadas as soluções decodificadas e já

avaliadas e não os indivíduos, pois, analisando o processo de decodificação, nota-se que diferentes indivíduos podem gerar uma mesma solução.

O benefício da memória pode ser visualizado já na simulação da segunda população de indivíduos, pois o operador genético de elitismo garante, pelo menos, o melhor indivíduo para a próxima geração.

No entanto, quanto mais soluções são testadas mais resultados são armazenados na memória e, por consequência, nas próximas gerações mais resultados são encontrados na memória, de forma a acelerar o processo de convergência dos AG.

5.3.6 Parâmetros dos AG

As principais características dos AG juntamente com a configuração dos seus parâmetros usados na metodologia desenvolvida são mostrados na Tabela 5.11.

TABELA 5.11 – CONFIGURAÇÃO DOS AG

Característica	Parâmetro	Configurado
Indivíduo	Codificação	Binária
	Número de <i>Bits</i>	Depende das Opções ¹
População	Tamanho	10 Indivíduos
	Inicial	Aleatória
Seleção	Elitismo	2 Indivíduos
	Método	Roleta
Cruzamento	Tipo	Disperso
	Taxa	70%
Mutação	Tipo	Uniforme
	Taxa	10%
Parada	Critério	5.000 Gerações

Notas:

¹ Conforme citado anteriormente, o número de *bits* necessários para a codificação

do indivíduo depende essencialmente das condições de simulação e é dado pela seguinte equação:

$$Número_Bits = (MoldeRT \cdot NMRT + 1) + (MoldeBC \cdot NMBC + 1) \quad (5.10)$$

onde:

Número_Bits – número de *bits* necessários para a codificação do indivíduo;

MoldeRT – número de *bits* do molde do RT;

NMRT – número máximo de RTs que podem ser alocados;

MoldeBC – número de *bits* do molde do BC;

NMBC – número máximo de BCs que podem ser alocados.

Obviamente, esta equação é válida para a opção de alocação de RTs e BCs e, caso opte-se pela alocação de apenas um dos equipamentos, basta suprimir da equação o lado relativo ao equipamento que não está sendo alocado.

5.3.7 Inserção da Impedância do RT

Conforme citado anteriormente, um RT é basicamente um autotransformador com *taps* controlados por um circuito de controle, ou seja, é formado basicamente por bobinas. Estas bobinas, dependendo do material e da bitola do fio usado, apresentam uma determinada impedância, sendo esta impedância, para os reguladores mais modernos, inferiores a 1%.

Embora esta impedância seja relativamente baixa, quando comparada com a impedância da linha, pode ser interessante realizar estudos do comportamento da rede obtendo-se resultados mais precisos e, também, estudos dos RTs em regime permanente obtendo-se informações importantes, como por exemplo, suas perdas internas.

Então, para este trabalho, existe nas condições iniciais uma opção que possibilita a inserção desta impedância nos dados do sistema a ser simulado quando RTs forem alocados, para tanto, adotou-se o valor de 1% para esta impedância, a fim de garantir o pior caso quando um regulador for inserido em uma determinada linha.

5.3.8 Ajuste do *Tap* do RT

Sabe-se que o RT é um equipamento destinado a manter um determinado nível de tensão na rede quando esta fica submetida a uma variação de tensão fora dos limites especificados e que, para realizar essa tarefa, os reguladores, através de um circuito de controle, comutam seus *taps* até que o nível de tensão desejado seja obtido.

Desta forma, quando se calcula o FP do sistema em estudo, torna-se necessário ajustar os *taps* dos eventuais RTs alocados de forma a obter-se os níveis de tensão desejados nas barras subsequentes.

Então, inicialmente, optou-se pelo uso de 5 *bits* para a codificação dos 32 degraus ou *taps* ao invés da codificação da tensão e pela resolução do FP via Método da SDC. Deste modo, a tensão era fixa de 1 pu, ou seja, não era possível buscar seu valor de ajuste ótimo. Este método apresentou resultados satisfatórios para a carga constante, pois se necessitava da codificação de apenas um *tap*.

Porém, para curva de carga com nove patamares utilizados, os resultados foram insatisfatórios, pois eram necessárias nove codificações de *taps*, ou seja, 45 *bits* apenas para a codificação dos *taps*, alongando muito o indivíduo de forma que eram necessárias muitas gerações para ajustar os *taps* e obter a tensão desejada para cada patamar de carga, sem levar em consideração que ela poderia não ser a ideal.

E ainda, para agregar ao indivíduo o ajuste da tensão, tornavam-se necessários mais *bits* para codificá-la, deixando o indivíduo ainda mais longo e, obviamente, tornando-se necessária mais geração para se encontrar uma boa solução, além de dificultar esta busca pela necessidade de uma boa codificação para dois parâmetros simultaneamente, *tap* e tensão, sendo que os dois estão interligados.

Para solucionar estes problemas, optou-se por codificar a tensão de ajuste, ou seja, obtê-la via AG, pois o ajuste é único para todos os patamares de carga e, ajustar o *tap* via FPO, considerando o ajuste do *tap* como sendo uma restrição de desigualdade e relaxando os demais parâmetros como as tensões nas barras, fluxos nas linhas, etc.

Desta forma, o indivíduo para a curva de carga passou a ter um tamanho igual ao

indivíduo de carga constante e, embora o FPO apresente um tempo de solução superior ao Método da SDC, ou seja, cada solução leva mais tempo para ser testada devido à necessidade de ajuste do *tap*, o tempo total para a busca de uma solução aceitável diminui, devido ao menor tamanho do indivíduo que facilita o processo de convergência dos AG.

5.3.9 Formulação do FPO

Num FPO convencional, consideram-se limites máximos e mínimos nas magnitudes de tensão em todas as barras, o que gasta um bom tempo computacional. Outro ponto a se levar em consideração é que para situações de carga pesada, pode-se resultar em não convergência do processo iterativo por impossibilidade de se satisfazer as restrições de limites mínimos nas magnitudes de tensão. E, como esse FPO deve ser resolvido inúmeras vezes, devem-se garantir rapidez e convergência no processo.

Portanto, não foram consideradas as restrições de limites máximos e mínimos. Em vez disso, utilizou-se uma função objetivo que procura fazer com as magnitudes de tensão em todas as barras fiquem o mais próximo possível da tensão nominal (1 pu). Ou seja, utilizou-se a função objetivo tipo DV que minimiza o Desvio de Tensões Especificadas, no caso, especificadas como 1 pu.

Quanto às restrições de igualdades, foram consideradas as equações de balanço de potência ativa e reativa, imposição das magnitudes de tensão na barra de saída da Subestação – SE especificada conforme mostrado na Tabela 5.5 para Curva de Carga e em 1 pu para Carga Constante e imposição nas barras de saída dos RTs alocados, especificados segundo codificação dos indivíduos dadas pela Equação (5.9).

Por último, consideraram-se as restrições nos *taps* dos RTs.

Dessa forma, a formulação geral do problema é:

$$\min DV \quad (5.11)$$

Sujeito a:

$$Pg - Pd = \text{real} \left[\dot{V} \cdot \left(\dot{Y} \cdot \dot{V} \right)^* \right] \quad (5.12)$$

$$Qg - Qd = \text{imag} \left[\dot{V} \cdot \left(\dot{Y} \cdot \dot{V} \right)^* \right] \quad (5.13)$$

$$\left| \dot{V}_1 \right| = V_{saída} \quad (5.14)$$

$$\left| \dot{V}_i^{reg} \right| = V_i^{reg} \text{ com } i = 1, \dots, nreg \quad (5.15)$$

$$a_{\min} \leq a \leq a_{\max} \quad (5.16)$$

onde:

DV – função objetivo que minimiza o desvio das tensões especificadas;

nb – número de barras;

Pg – vetor com geração de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

Pd – vetor de demanda de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

Qg – vetor com geração de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;

Qd – vetor de demanda de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\dot{V} – vetor com tensão fasorial com dimensão $(nb \times 1)$;

\dot{Y} – matriz de admitância de barra com dimensão $(nb \times nb)$;

\dot{V}_1 – tensão fasorial na barra da SE;

$V_{saída}$ – tensão de saída do alimentador que depende do patamar de carga;

V_i^{reg} – tensão especificada na barra de saída do RT;

$nreg$ – número de RTs alocados;

a – relação das magnitudes das tensões dos RT com dimensão $(nreg \times 1)$;

a_{\min} – limite mínimo de relação de magnitude com dimensão $(nreg \times 1)$;

a_{\max} – limite máximo de relação de magnitude com dimensão $(nreg \times 1)$.

Esse FPO foi resolvido pelo Método dos Pontos Interiores Versão Primal-Dual.

5.4 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO

A Figura 5.8 apresenta um fluxograma geral da Validação da Metodologia de Alocação de equipamentos, cujo objetivo, como o próprio nome diz, é validar a metodologia desenvolvida neste trabalho.

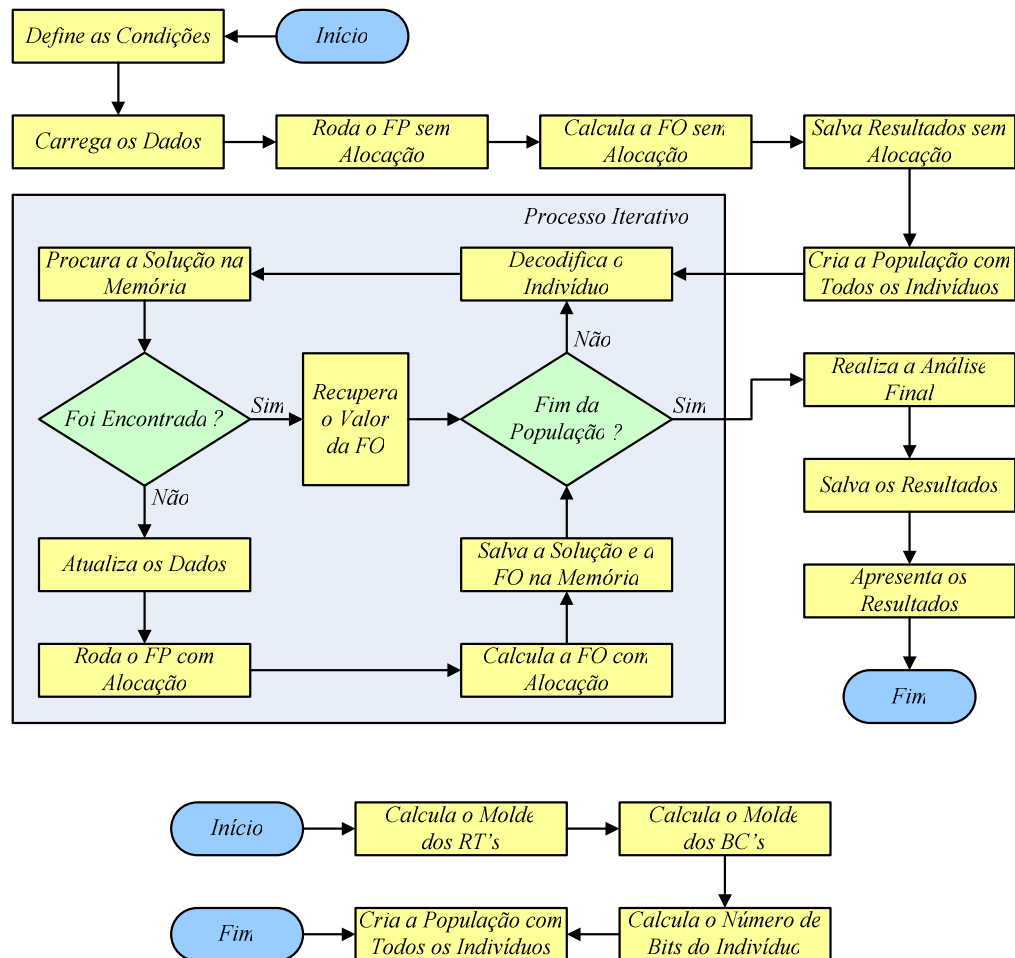


FIGURA 5.8 – FLUXOGRAMA DA VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO

Nota-se que este fluxograma de validação é semelhante ao da alocação, com diferença apenas no processo de criação da população e ressalta-se que os demais blocos do fluxograma da validação têm exatamente as mesmas funções dos respectivos blocos do fluxograma da alocação, de forma que não se faz necessária uma explicação de cada um deles novamente.

Conforme visto no fluxograma da metodologia de alocação os AG são os responsáveis pela criação das gerações de indivíduos, já na validação da metodologia, um algoritmo especificamente desenvolvido cria uma única população contendo todos os indivíduos possíveis de serem gerados.

O algoritmo de geração da população usada para a validação da metodologia de alocação é relativamente simples e é apresentado na Figura 5.9.

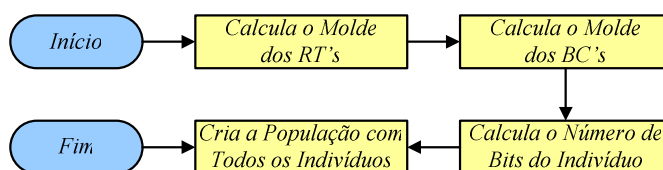


FIGURA 5.9 – FLUXOGRAMA DA CRIAÇÃO DA POPULAÇÃO COM TODOS OS INDIVÍDUOS

Nota-se então que, primeiramente, calculam-se os moldes dos RTs e/ou BCs baseados nas condições de simulação definidas no início da validação. Em seguida, calcula-se o número de *bits* que compõe o indivíduo através da Equação (5.10). E, finalmente, criam-se os indivíduos binários, ou seja, desde o primeiro, composto apenas por zeros (0), até o último, formado exclusivamente de uns (1).

Desta forma, na validação da metodologia para determinadas condições de simulação, todos os indivíduos possíveis são gerados e avaliados um a um de forma que, no final, é possível conhecer a melhor solução para o sistema e condições em estudo.

A validação é utilizada para sistemas pequenos ou com poucas opções que resultem em um indivíduo relativamente curto, pois se compara a melhor solução da validação com a solução encontrada pela metodologia de alocação baseada nos AG a fim de validá-la, para, só então, utilizar a metodologia de alocação em sistemas reais.

Também é possível utilizar a validação para sistemas grandes, porém, a avaliação de cada indivíduo tornaria o processo muito mais demorado do que a própria metodologia de alocação que converge para a melhor solução através dos AG sem precisar avaliar todos os indivíduos possíveis para se chegar à melhor solução.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo teve como objetivo apresentar a formulação matemática do problema de alocação de BCs e/ou RTs em redes de distribuição.

Diferentemente de outras formulações convencionais onde apenas se alocam BCs ou apenas RTs, essa metodologia possibilita a alocação simultânea desses dispositivos. Outro diferencial está na utilização de um FPO ao invés de um FP resolvido pelo Método da SDC, como usualmente utilizado em redes radiais de distribuição. A utilização do mesmo possibilitou rapidez no ajuste dos *taps* dos reguladores de modo a se atender suas tensões de saída que são especificadas pelo processo iterativo dos AG.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados para os sistemas de 11 e 70 barras.

CAPÍTULO 6 - RESULTADOS

6.1 INTRODUÇÃO

A seguir serão mostrados os resultados fornecidos pela metodologia para sistemas de 11 e 70 barras. Os parâmetros ajustáveis relativos às opções de simulação usadas são apresentados na Tabela 6.1. Já os parâmetros usados nos Algoritmos Genéticos – AG são mostrados na Tabela 5.11, no capítulo anterior.

TABELA 6.1 – OPÇÕES DE SIMULAÇÃO E ÍNDICES DE PONDERAÇÃO USADOS

Condição de Simulação	Opção Escolhida
Relativos ao Sistema	
Tipo de Carga	Curva de Carga
FP Usado	FPO e Método SDC ¹
Relativos aos BCs	
Número Máximo	3
Tipo	Fixos e Automáticos
Barras Candidatas a Alocação	Todas
Relativos aos RTs	
Número Máximo	3
Tensão Ajustada na Saída	Melhor Entre 0,95 e 1,0469
Inserção da Impedância	Sim
Linhas Candidatas a Alocação	Todas

Nota:

¹ O Método da SDC foi usado para a alocação exclusiva de Bancos de Capacitores – BCs, enquanto que o FPO foi usado para as opções de alocação que envolvessem Reguladores de Tensão – RTs, em conjunto ou não com BCs, devido a necessidade de ajuste dos *taps*.

Quanto às opções relativas aos equipamentos de regulação em específico, a idéia é dar a maior abrangência possível às soluções, ou seja, considera-se que, por exemplo, o analista não conhece a rede ou não fez nenhum estudo prévio sobre a mesma, além de ter todos os equipamentos a sua disposição.

Desta forma, salienta-se que as opções relativas aos equipamentos de regulação em específico mostradas foram utilizadas apenas para as comparações das soluções obtidas para as diferentes combinações de equipamento de regulação empregados para os sistemas de 11 e 70 barras. Já para estudos específicos de alocação de RTs e BCs estas opções foram modificadas sendo informadas antes da apresentação dos resultados.

Quanto aos índices de ponderação, os mesmos foram escolhidos de forma a equalizar as cinco funções que compõem a FO, ou seja, optou-se por não priorizar nenhuma destas funções. Ressalta-se, entretanto, que alguns índices de ponderação são diferentes para os dois sistemas simulados, conforme mostra a Tabela 6.2.

TABELA 6.2 – ÍNDICES DE PONDERAÇÃO DA FO USADOS NAS SIMULAÇÕES

Índice de Ponderação	11 Barras	70 Barras
w_p (perdas de potência)	100	100
w_v (limites de tensão)	100.000	100
w_q (quedas de tensão)	10	1
w_c (custo dos BCs)	1.000.000	100.000
w_r (custo dos RTs)	1.000.000	1.000.000

Ressalta-se, finalmente, que as simulações foram realizadas em um *Notebook* da Thoshiba com processador *Pentium Dual-Core* de 1,73 GHz com 1 GB de memória RAM, tendo o *Microsoft Windows XP* como sistema operacional e usando o *Matlab* Versão 7.2.0.232 (R2006a) e o *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox* Versão 2.0.1 como plataforma da metodologia desenvolvida.

6.2 SISTEMA DE 11 BARRAS

A Figura 6.1 mostra o sistema de 11 barras simulado onde a barra 1 é a barra da SE e cujos dados das potências ativas e reativas demandadas em cada barra e de impedância das linhas são apresentados no Apêndice D.

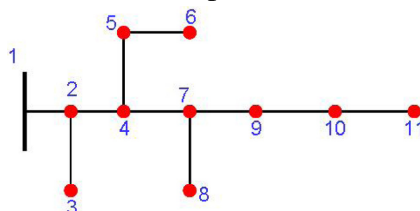


FIGURA 6.1 – SISTEMA DE 11 BARRAS

Para este sistema fez-se três simulações com posterior comparação das soluções apresentadas e resultados obtidos quanto aos equipamentos de regulação alocados nas possibilidades de (a) alocação exclusiva de BCs, (b) alocação exclusiva de RTs e (c) alocação simultânea de BCs e RTs.

6.2.1 Problemas no Sistema de 11 Barras

Para a simulação sem alocação de equipamentos de regulação de tensão o sistema de 11 barras apresentou problemas quanto à violação do limite inferior de tensão, estabelecido em 0,93 pu, e quanto às quedas de tensão superiores ao limite máximo, estabelecido em 4%, para as barras nos dias e patamares de carga mostradas na Tabela 6.8.

TABELA 6.3 – PROBLEMAS DE VIOLAÇÃO E QUEDA DE TENSÃO NO SISTEMA DE 11 BARRAS

Tipo de Dia	Patamar de Carga	$V_{\text{barra}} < 0,93 \text{ pu}$ [barras]	$\Delta V > 4\%$ [barras]
Dia Útil	Pesada	11	7 a 11
Sábado	Pesada	-	7 a 11
Domingo / Feriado	Pesada	-	9 a 11

Obviamente também se observaram problemas de perdas de potência ativa, os quais serão tratados para o sistema como um todo na comparação dos resultados.

6.2.2 Resultados com a Alocação de BCs e/ou RTs

Neste item serão apresentados e comparados as soluções e resultados para o sistema de 11 quanto às combinações dos equipamentos de regulação de tensão alocados.

6.2.2.1 Alocação Exclusiva de BCs

A Tabela 6.4 apresenta a solução encontrada pelos AG para a alocação exclusiva de BCs para o sistema de 11 barras.

TABELA 6.4 – SOLUÇÃO COM BCS PARA ALOCAÇÃO EXCLUSIVA – 11 BARRAS

Barra com BC	Tipo de BC	Potência [kvar]	Custo [R\$]
9	Fixo	1.950	11.800,00

Esta solução exclusiva com BCs elimina o problema de violação do limite inferior de tensão existente na barra 11 para Dia Útil com Carga Pesada conforme mostrado na Figura 6.2.

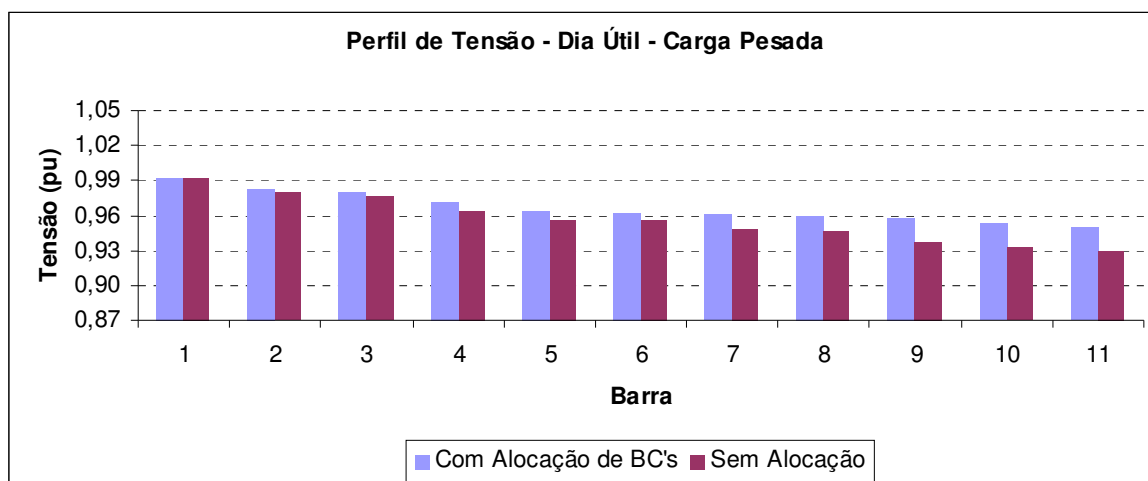


FIGURA 6.2 – TENSÃO NAS BARRAS SEM E COM BCS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 11 BARRAS

Já em termos de queda de tensão esta solução com BCs também elimina os problemas existentes no trecho entre as barras 7 e 11 para o patamar de Carga Pesada nos Sábados e Domingos/Feriados, conforme mostrado na Figura 6.3 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Sábados com Carga Pesada.

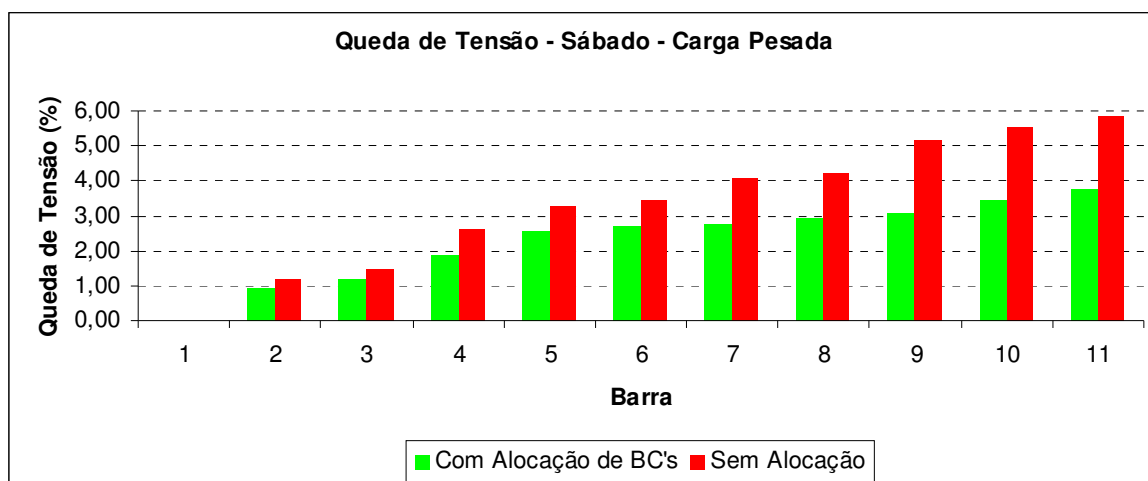


FIGURA 6.3 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM BCS – SÁBADO – C. PESADA – 11 BARRAS

Por outro lado, para o patamar de Carga Pesada nos Dias Úteis o problema persiste para a barra 11 embora tenha sido minimizado em cerca de 2%, conforme mostrado na Figura 6.4 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Dia Útil com Carga

Pesada.

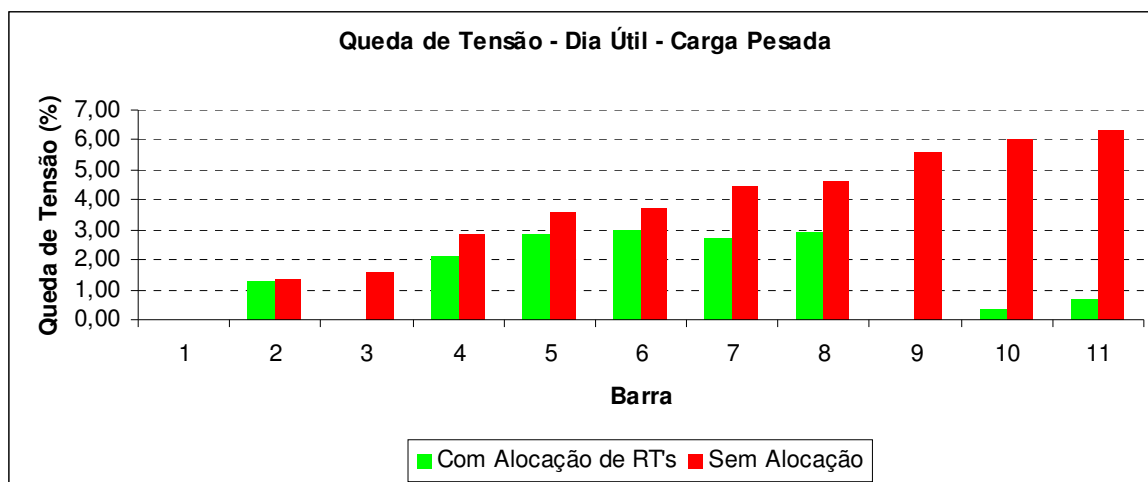


FIGURA 6.4 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM BCS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 11 BARRAS

Obviamente, para os dias e patamares de carga sem problemas também se observou melhorias nos níveis de tensão das barras e nas quedas de tensão.

6.2.2.2 Alocação Exclusiva de RTs

A Tabela 6.5 apresenta a solução encontrada pelos AG para a alocação exclusiva de RTs para o sistema de 11 barras.

TABELA 6.5 – SOLUÇÃO COM RTS PARA ALOCAÇÃO EXCLUSIVA – 11 BARRAS

Linha com RT	Barra pós RT	Tensão Ajustada [pu]	Corrente Nominal [A]	Potência (13,8 kV) [kVA]	Custo para 2 RTs [R\$]
2	3	1,0469	100	138	76.000,00
8	9	1,0031	150	207	89.600,00

Esta solução exclusiva com RTs elimina o problema de violação do limite inferior de tensão existente na barra 11 para Dias Úteis com Carga Pesadas conforme ilustrado na

Figura 6.5.

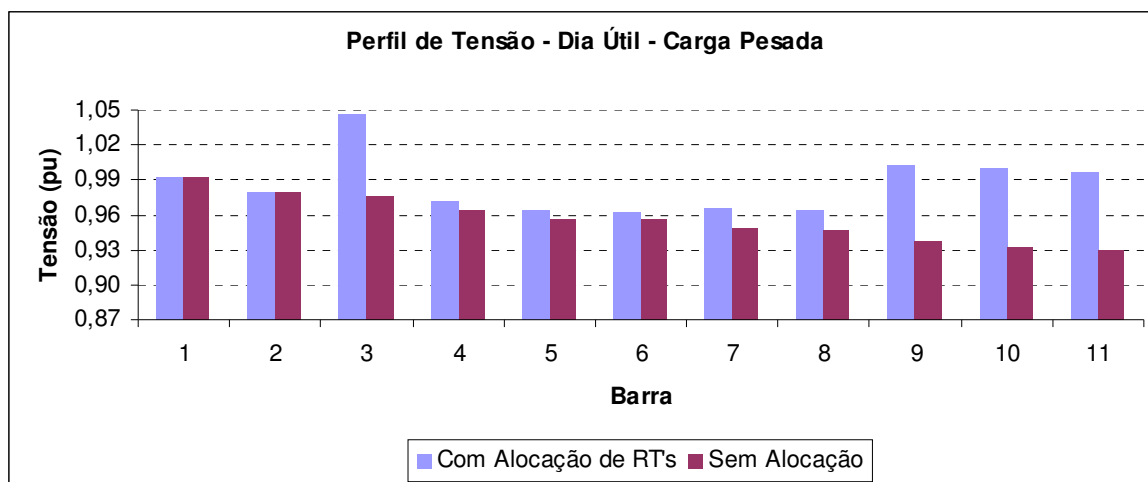


FIGURA 6.5 – TENSÃO NAS BARRAS SEM E COM RTS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 11 BARRAS

Ressalta-se que as barras após os RTs, que para esta solução são as barras 3 e 9, têm sua tensão ajustada para o valor encontrado pelos AG e apresentados na Tabela 6.5 para todos os patamares de carga em todos os tipos de dias devido aos ajustes dos *taps* dos RTs feitos pelo FPO.

Já em termos de queda de tensão esta solução com RTs também elimina todos os problemas existentes no trecho entre as barras 7 e 11 para o patamar de Carga Pesada em todos os dias, conforme mostrado na Figura 6.6 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga com problemas.

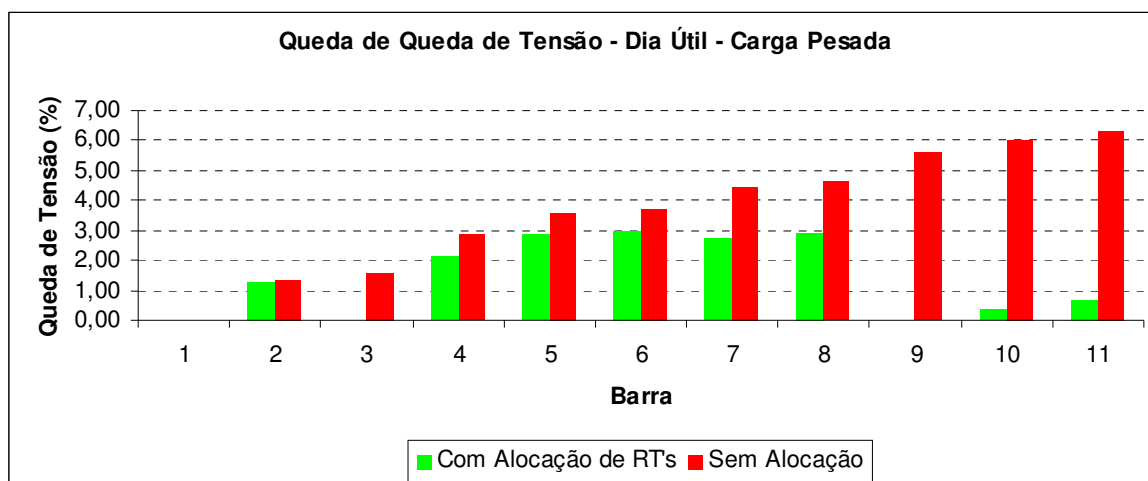


FIGURA 6.6 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM RTS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 11 BARRAS

Ressalta-se ainda que, para um sistema com RTs instalados, as barras após os RTs são consideradas de referência, além da barra da Subestação – SE. Assim, para os cálculos de queda de tensão, calcula-se a queda de tensão das barras em um trecho após um RT tomando como referência a primeira barra após o RT e, antes deste RT, tomando como referência a primeira barra após um outro RT, caso exista mais de um RT alocado no mesmo trecho, ou a barra da SE caso contrário.

6.2.2.3 Alocação Simultânea de BCs e RTs

Nesta simulação, foi realizada a alocação simultânea de BCs e RTs. Entretanto, para as condições iniciais de simulação impostas, os AG apresentaram uma solução contemplando apenas a alocação de BCs, ou seja, descartaram a necessidade de se instalar RTs conjuntamente com BCs.

Logicamente, esta solução é altamente dependente dos índices de ponderação das funções que compõe a FO. Comprovou-se isso aumentando o índice de ponderação da função que calcula o custo dos capacitores (w_c) de 1.000.000 para 10.000.000 e, neste caso obteve-se a alocação apenas de RTs com os mesmos resultados da solução para a simulação com alocação exclusiva de RTs apresentados anteriormente.

Mantendo-se coerência com os índices de ponderação utilizados para as demais simulações e apresentados na Tabela 6.2, tem-se, na Tabela 6.6, a solução apontada pelos AG com alocação de apenas BCs para o sistema de 11 barras para a simulação com alocação simultânea de BCs e RTs.

TABELA 6.6 – SOLUÇÃO COM BCS PARA ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA – 11 BARRAS

Barra com BC	Tipo de BC	Potência [kvar]	Custo [R\$]
8	Fixo	300	6.000,00
10	Fixo	1500	10.500,00

Esta solução com BCs para simulação simultânea, embora diferente da solução para a simulação com alocação exclusiva de BCs, tende para resultados semelhantes pois os pontos de instalação e o valor total do BCs usados são parecidos, lembrando que na alocação exclusiva de BCs, a solução encontrada pelos AG é formada por um único BC de 1.950 kvar alocado na barra 9.

Desta forma, esta solução com apenas BCs também elimina o problema de violação do limite inferior de tensão existente na barra 11 para Dia Útil com Carga Pesada com perfil de tensão semelhante ao mostrado na Figura 6.2 para alocação exclusiva de BCs.

Já em termos de queda de tensão esta solução com BCs também elimina os problemas existentes no trecho entre as barras 7 e 11 para o patamar de Carga Pesada nos Sábados e Domingos/Feriados com resultados idênticos aos ilustrados na Figura 6.3 para alocação exclusiva de BCs.

Para o patamar de Carga Pesada nos Dias Úteis o problema também persiste para a barra 11 embora tenha sido minimizado em cerca de 2%, apresentando quedas de tensões próximas das mostradas na Figura 6.4 para alocação exclusiva de BCs.

Obviamente, para os dias e patamares de carga sem problemas também se observou melhorias nos níveis de tensão das barras e nas quedas de tensão como também

ocorreu para a solução com alocação exclusiva de BCs.

A fim de se concluir a respeito dos três tipos de alocações, torna-se necessário uma análise comparativa entre as três soluções encontradas, para verificar qual apresenta melhor desempenho.

6.2.2.4 Comparação dos Resultados

A Tabela 6.7 apresenta os custos, em R\$, das cinco funções que compõem a FO assim como o valor da FO ponderada sem e com a alocação de BCs e/ou RTs.

TABELA 6.7 – CUSTOS E VALOR DA FO SEM E COM ALOCAÇÃO – 11 BARRAS

Custo [10^6], [R\$]	Sem	BCs	RTs	BCs e RTs
Perdas Elétricas	1.690,0	1.490,0	968,0	1.500,0
Quedas de Tensão	28.200,0	197,0	0,0	49,9
Violações de Tensão	1,37	0,00	0,0	0,00
BCs	-	0,0118	-	0,0165
RTs	-	-	0,166	0,00
Custo Total	29.900,0	1.690,0	968,0	1.550,0
Valor da FO	589.000,0	163.000,0	262.000,0	167.000,0

De acordo com os valores apresentados verifica-se uma redução nos custos com as perdas de potência ativa por ano de cerca de 11,83%, 42,72% e 11,24%, respectivamente, para as soluções com alocação exclusiva de BCs, exclusiva de RTs e com apenas BCs para a simulação simultânea quando comparadas com as perdas sem alocação de equipamentos reguladores.

Verifica-se também que os custos com as quedas de tensão superiores a 4% por ano tiveram uma redução de quase 100% para as soluções com alocação de BCs. Já a solução com alocação exclusiva de RTs eliminou totalmente os custos com quedas de tensão. Nota-se, ainda, que os custos com as violações dos limites de tensão por ano foram

zerados para as três soluções apresentadas.

Por outro lado, para a redução destes custos foi necessário um investimento na compra dos equipamentos reguladores de tensão. Desta forma, para a solução com alocação exclusiva de BCs faz-se necessário um investimento de R\$11.800,00, para a solução com alocação exclusiva de RTs necessita-se de um investimento de R\$165.600,00 e, finalmente, para a solução com alocação apenas de BCs na simulação de alocação simultânea torna-se necessário um investimento de R\$16.500,00.

Avaliando-se o custo total, ou seja, da soma dos custos das perdas técnicas mais os custos de investimento com a compra de equipamentos, nota-se uma redução quando comparado com o custo total das perdas técnicas sem alocação de equipamentos, de cerca 96,76% para a alocação exclusiva de RTs e de algo próximo de 94,5% para as soluções com alocação de BCs

Pode-se também avaliar cada solução através do valor da FO, ou seja, com as cinco funções que compõem a FO ponderadas de acordo com critérios pré-determinados pelo operador. Deste modo, tem-se uma minimização em torno de 72,33%, 55,52% e 71,65%, respectivamente, para as soluções com alocação exclusiva de BCs, exclusiva de RTs e apenas com BCs na simulação de alocação simultânea.

Nota-se que, a melhor solução do ponto de vista do valor da FO é a solução com alocação exclusiva de BCs embora esta tenha o maior custo total entre todas as soluções. No entanto, a melhor solução quanto ao custo total é a solução com alocação exclusiva de RTs embora esta tenha o maior valor da FO.

Outro ponto a se avaliar é que as perdas elétricas diminuem significativamente para a solução apenas com RTs, o que a longo prazo justifica a opção pela instalação apenas de RTs pois o ganho obtido pela receita evitada é muito grande ao longo dos anos.

6.3 SISTEMA DE 70 BARRAS

A Figura 6.7 mostra o sistema de 70 barras de BARAN e WU (1989) simulado onde a barra 1 é a barra da SE e cujos dados das potências ativas e reativas demandadas em

cada barra e de impedância das linhas são apresentados no Apêndice D.

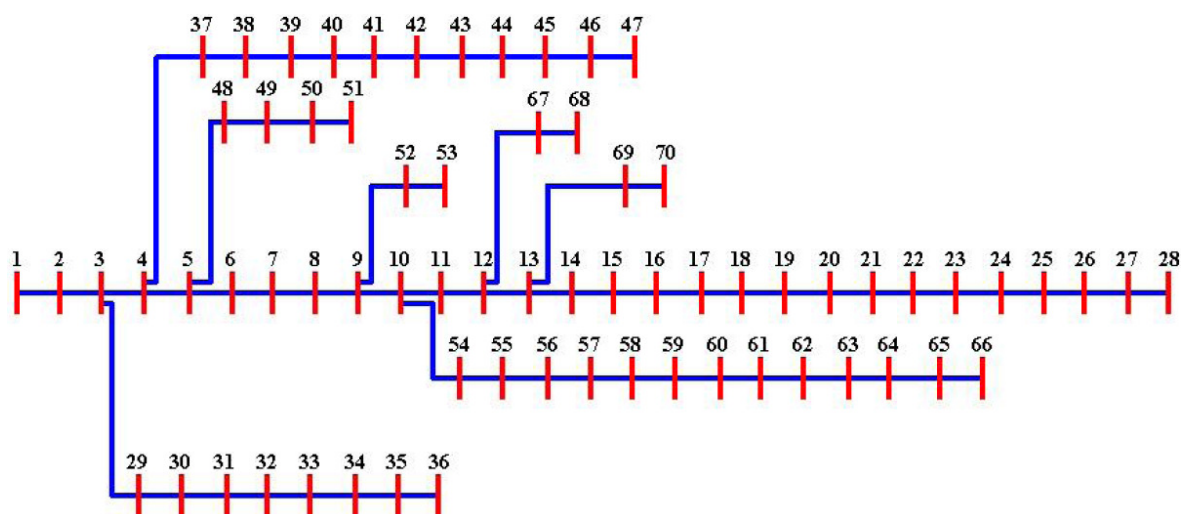


FIGURA 6.7 – SISTEMA DE 70 BARRAS

Para este sistema seguiram-se, basicamente, três linhas de simulações. Na primeira, fizeram-se três simulações com posterior comparação das soluções apresentadas e resultados obtidos quanto aos equipamentos de regulação alocados nas possibilidades de (a) alocação exclusiva de BCs, (b) alocação exclusiva de RTs e (c) alocação simultânea de BCs e RTs.

Já na segunda, fizeram-se quatro simulações focadas apenas na alocação exclusiva de RTs com variação das opções de linhas candidatas a receber RT e ajuste da tensão de saída do RT nas combinações de (a) todas as linhas e ajuste da tensão, (b) todas as linhas e tensão nominal, (c) linhas do tronco principal e ajuste da tensão e (d) linhas do tronco principal e tensão nominal.

E, finalmente, na terceira fizeram-se três simulações focadas apenas na alocação exclusiva de BC' com variação das opções de tipos de BCs nas combinações de (a) fixo e automáticos simultaneamente, (b) apenas fixos e (c) apenas automáticos com opção de alocação em todas as barras do sistema.

6.3.1 Problemas no Sistema de 70 Barras

Para a simulação sem alocação de equipamentos de regulação de tensão o sistema de 70 barras apresentou problemas quanto à violação do limite inferior de tensão, estabelecido em 0,93 pu, e quanto às quedas de tensão superiores ao limite máximo, estabelecido em 4%, para as barras mostradas na Tabela 6.8.

TABELA 6.8 – PROBLEMAS DE VIOLAÇÃO E QUEDA DE TENSÃO NO SISTEMA DE 70 BARRAS

Tipo de Dia	Patamar de Carga	$V_{\text{barra}} < 0,93 \text{ pu}$ [barras]	$\Delta V > 4\%$ [barras]
Dia Útil	Pesada	58 a 66	15 a 28 e 57 a 66
	Média	60 a 66	58 a 66
	Leve	59 a 66	-
Sábado	Pesada	59 a 66	16 a 28 e 58 a 66
	Média	62 a 66	59 a 66
	Leve	61 a 66	-
Domingo / Feriado	Pesada	59 a 66	22 a 28 e 58 a 66
	Média	-	62 a 66
	Leve	61 a 66	-

Obviamente também se observaram problemas de perdas de potência ativa, os quais serão tratados para o sistema como um todo na comparação dos resultados.

6.3.2 Resultados com a Alocação de BCs e/ou RTs

Neste item serão apresentados e comparados as soluções e resultados para o sistema de 70 barras na primeira linha de simulações, ou seja, quanto aos equipamentos de regulação de tensão alocados.

6.3.2.1 Alocação Exclusiva de BCs

A Tabela 6.9 apresenta a solução encontrada pelos AG para a alocação exclusiva de BCs para o sistema de 70 barras.

TABELA 6.9 – SOLUÇÃO COM BCS PARA ALOCAÇÃO EXCLUSIVA – 70 BARRAS

Barra com BC	Tipo de BC	Potência [kvar]	Custo [R\$]
13	Fixo	600	7.500,00
62	Fixo	900	8.500,00
63	Automático	900	42.000,00

Esta solução exclusiva com BCs elimina os problemas de violação do limite inferior de tensão existentes em praticamente todos os tipos de dias e patamares de carga que ocorrem entre, aproximadamente, as barras 60 e 66, conforme mostrado na Figura 6.8 que ilustra as tensões nas barras para Dia Útil com Carga Média.

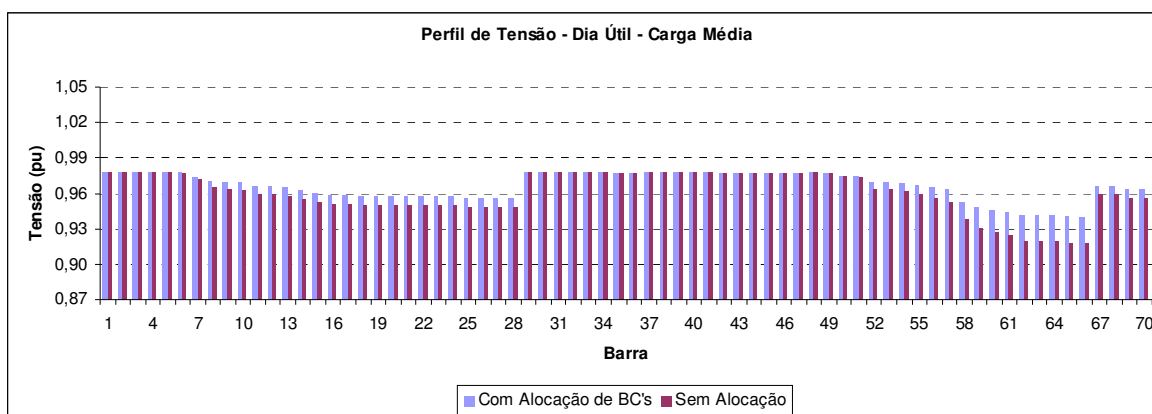


FIGURA 6.8 – TENSÃO NAS BARRAS SEM E COM BCS – DIA ÚTIL – C. MÉDIA – 70 BARRAS

A exceção ocorre para os patamares de Carga Pesada nos os Dias Úteis e Sábados onde o problema persiste embora tenham sido minimizados conforme mostrado na Figura 6.9 que ilustra as tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada.

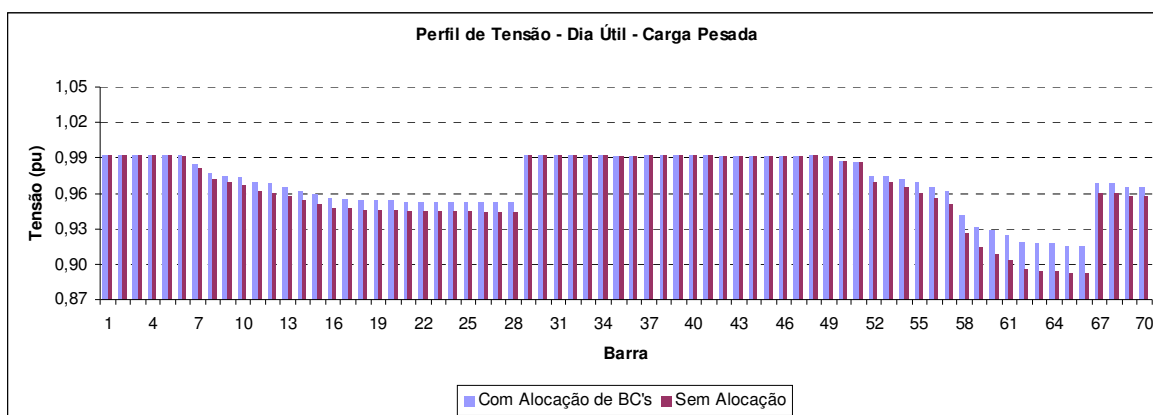


FIGURA 6.9 – TENSÃO NAS BARRAS SEM E COM BCS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 70 BARRAS

Já em termos de queda de tensão esta solução com BCs elimina os problemas existentes no trecho entre as barras 57 e 66 para o patamar de Carga Média em todos os dias, conforme mostrado na Figura 6.10 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Dia Útil com Carga Média.

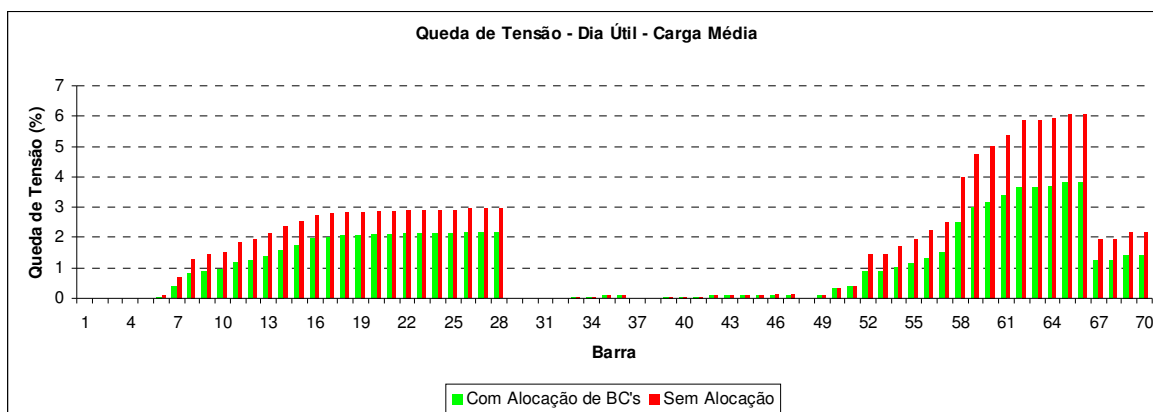


FIGURA 6.10 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM BCS – DIA ÚTIL – C. MÉDIA – 70 BARRAS

Por outro lado, para os patamares de Carga Pesada nos Dias Úteis o problema persiste no trecho entre as barras 57 e 66 embora tenham sido minimizados conforme mostrado na Figura 6.11 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada.

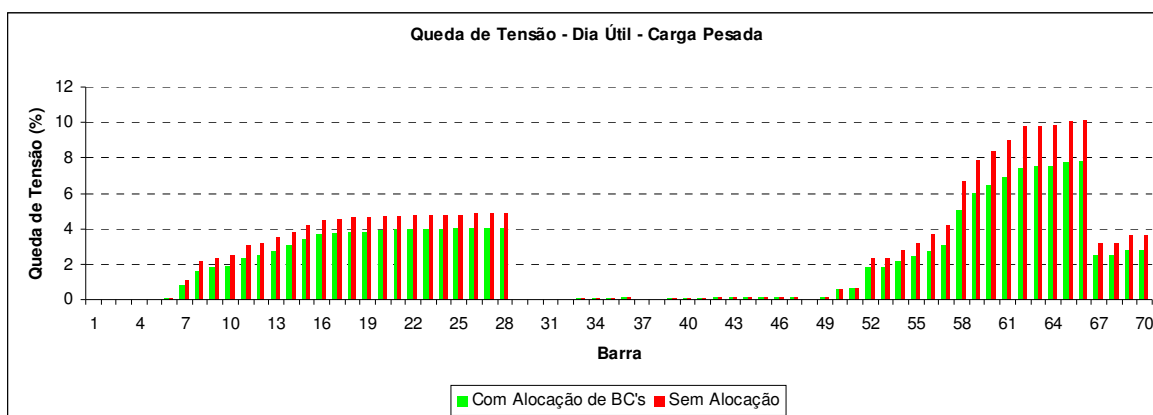


FIGURA 6.11 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM BCS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 70 BARRAS

Os problemas de queda de tensão com Carga Pesada no tronco principal, entre aproximadamente as barras 16 e 28, foram eliminados para os Sábados, Domingos e Feriados, já para os Dias Úteis foram significativamente minimizados.

6.3.2.2 Alocação Exclusiva de RTs

A Tabela 6.10 apresenta a solução encontrada pelos AG para a alocação exclusiva de RTs para o sistema de 70 barras.

TABELA 6.10 – SOLUÇÃO COM RTS PARA ALOCAÇÃO EXCLUSIVA – 70 BARRAS

Linha com RT	Barra pós RT	Tensão Ajustada [pu]	Corrente Nominal [A]	Potência (13,8 kV) [kVA]	Custo para 2 RTs [R\$]
36	37	1,0469	50	69	75.200,00
61	62	1,0469	100	138	76.000,00

Esta solução exclusiva com RTs elimina todos os problemas de violação do limite inferior de tensão existentes em todos os tipos de dias e patamares de carga que ocorrem entre, aproximadamente, as barras 60 e 66, conforme mostrado na Figura 6.12 que ilustra as tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e

patamares de carga.

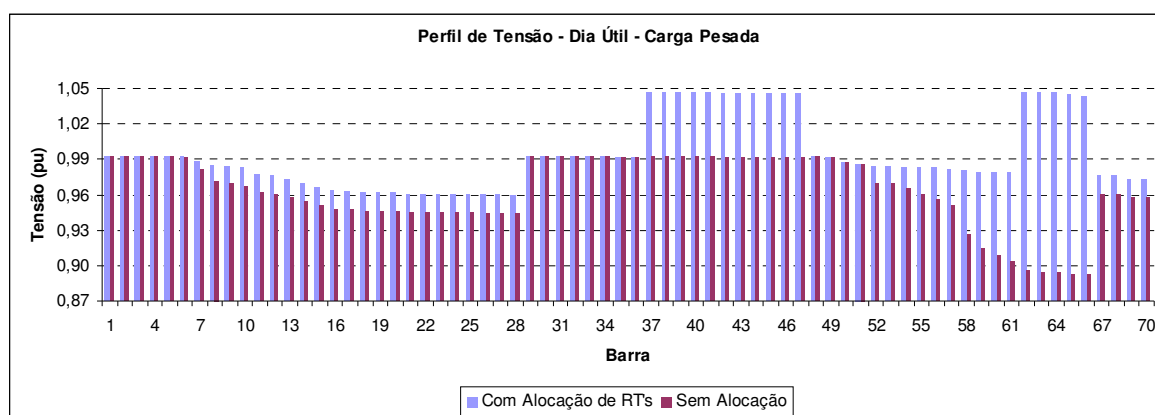


FIGURA 6.12 – TENSÃO NAS BARRAS SEM E COM RTS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 70 BARRAS

Ressalta-se que as barras após os RTs, que para esta solução são as barras 37 e 62, têm sua tensão ajustada para o valor encontrado pelos AG e apresentados na Tabela 6.10, no caso 1,0469 pu para ambas as barras, para todos os patamares de carga em todos os tipos de dias devido aos ajustes dos *taps* dos RTs feitos pelo FPO.

Já em termos de queda de tensão esta solução com RTs também elimina todos os problemas existentes no trecho entre as barras 57 e 66 para o patamar de Carga Pesada e Média em todos os dias e para o tronco principal compreendido entre as barras 15 e 28 com Carga Pesada para todos os tipos de dias, conforme mostrado na Figura 6.13 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga.

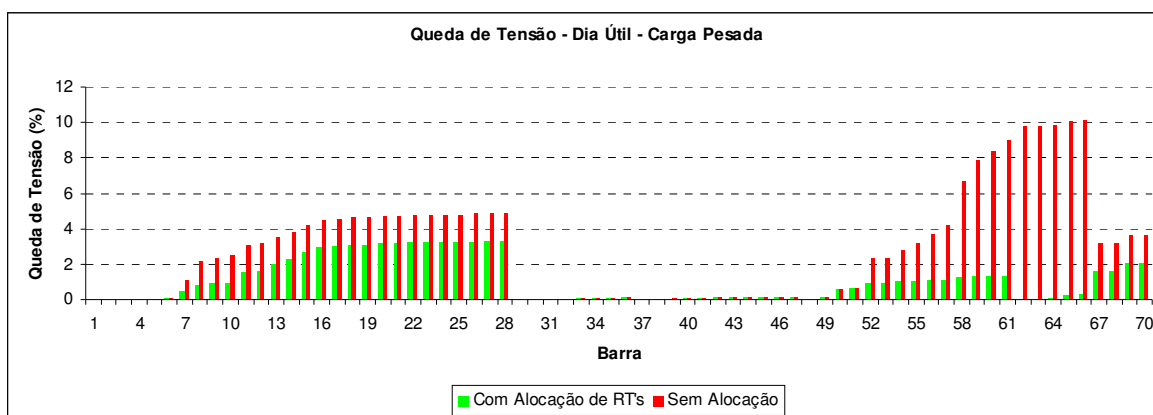


FIGURA 6.13 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM RTS – DIA ÚTIL – C. PESADA – 70 BARRAS

6.3.2.3 Alocação Simultânea de BCs e RTs

A Tabela 6.11 e a Tabela 6.12 apresentam a solução encontrada pelos AG, respectivamente, para a alocação de BCs e RTs simultaneamente para o sistema de 70 barras.

TABELA 6.11 – SOLUÇÃO COM BCS PARA ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA – 70 BARRAS

Barra com BC	Tipo de BC	Potência [kvar]	Custo [R\$]
13	Fixo	150	5.500,00
22	Fixo	150	5.500,00
63	Fixo	600	7.500,00

TABELA 6.12 – SOLUÇÃO COM RTS PARA ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA – 70 BARRAS

Linha com RT	Barra pós RT	Tensão Ajustada [pu]	Corrente Nominal [A]	Potência (13,8 kV) [kVA]	Custo para 2 RTs [R\$]
5	6	1,0469	100	138	76.000,00
61	62	1,0469	100	138	76.000,00

Esta solução que engloba alocação simultânea de RTs com BCs, assim como a

solução exclusiva de RTs, elimina todos os problemas de violação do limite inferior de tensão existentes em todos os tipos de dias e patamares de carga conforme mostrado na Figura 6.14 que ilustra as tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga.

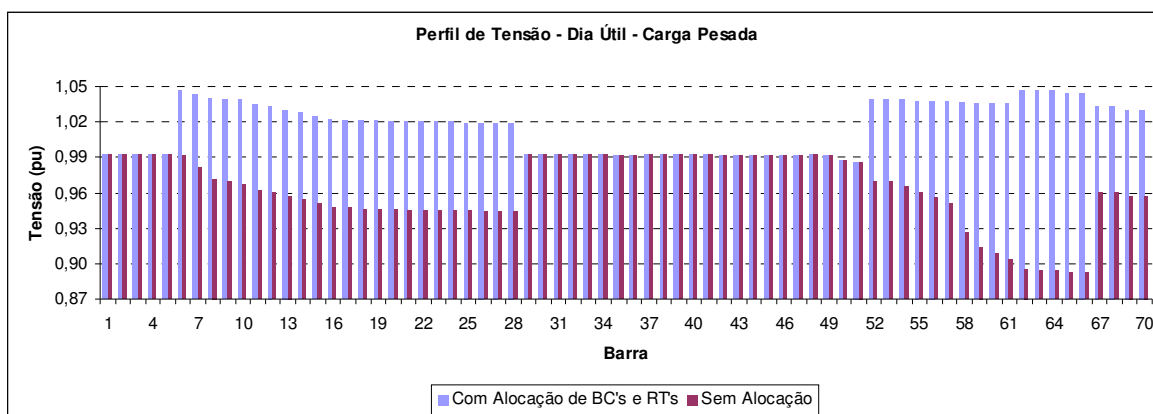


FIGURA 6.14 – TENSÃO NAS BARRAS SEM E COM BCS E RTS – DIA ÚTIL – C. PESADA

Em termos de queda de tensão esta solução de RTs com BCs simultaneamente também elimina todos os problemas existentes conforme mostrado na Figura 6.15 que ilustra as quedas de tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga.

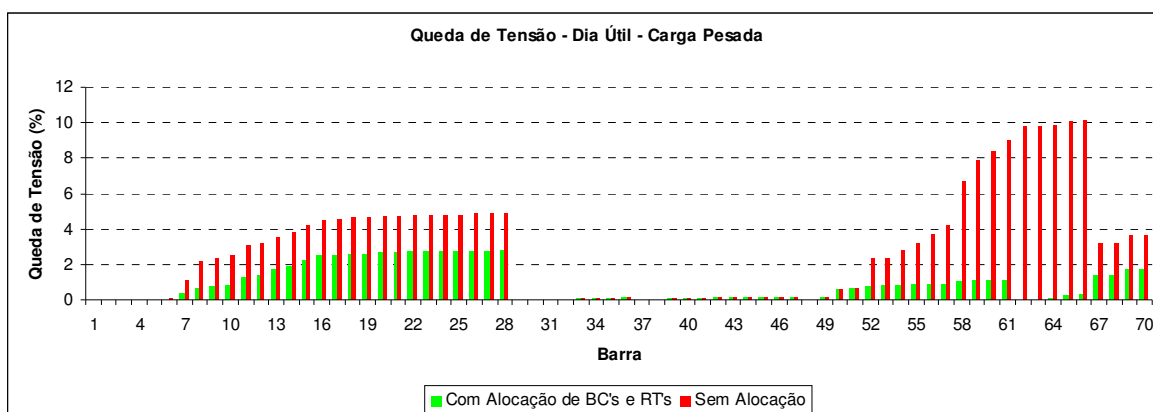


FIGURA 6.15 – QUEDA DE TENSÃO SEM E COM BCS E RTS – DIA ÚTIL – C. PESADA

Entretanto, observando-se o perfil de tensão para a solução exclusiva de RTs mostrado na Figura 6.12 e para a solução simultânea de RTs com BCs ilustrado na Figura 6.14, tem-se *a priori*, a sensação de que a alocação simultânea apresenta melhores resultados pois tem um RT alocado na linha 5 que faz parte do tronco principal.

Novamente com a finalidade de se concluir a respeito dos três tipos de alocações, torna-se necessário uma análise comparativa entre as três soluções encontradas, para verificar qual apresenta melhor desempenho.

6.3.2.4 Comparação dos Resultados

A Tabela 6.13 apresenta os custos, em R\$, das cinco funções que compõem a FO assim como o valor da FO ponderada sem e com a alocação de BCs e/ou RTs.

De acordo com os valores apresentados verifica-se uma redução nos custos com as perdas de potência ativa por ano em torno de 27,54%, 82,42% e 87,33%, respectivamente, para as soluções com alocação exclusiva de BCs, exclusiva de RTs e simultânea de RTs com BCs quando comparadas com as perdas sem alocação de equipamentos reguladores.

TABELA 6.13 – CUSTOS E VALOR DA FO SEM E COM ALOCAÇÃO – 70 BARRAS

Custo [10^6], [R\$]	Sem	BCs	RTs	BCs e RTs
Perdas Elétricas	2.360,0	1.710,0	415,0	299,0
Quedas de Tensão	137.000,0	51.800,0	0,0	0,0
Violações de Tensão	1.220,0	186,0	0,0	0,0
BCs	-	0,0580	-	0,0185
RTs	-	-	0,151	0,152
Custo Total	141.000,0	53.700,0	415,0	299,0
Valor da FO	496.000,0	248.000,0	193.000,0	184.000,0

Verifica-se também que os custos com as quedas de tensão superiores a 4% e os

custos com as violações dos limites de tensão por ano tiveram, respectivamente, uma redução de aproximadamente 62,19% e 84,75% para a solução com alocação exclusiva de BCs. Já as soluções com alocação exclusiva de RTs e simultânea de RTs com BCs eliminaram totalmente os custos com quedas de tensão e com violações dos limites de tensão.

Para a redução destes custos tornou-se necessário um investimento na compra dos equipamentos reguladores de tensão. Desta forma, para a solução com alocação exclusiva de BCs foi necessário um investimento de R\$58.000,00, para a solução com alocação exclusiva de RTs necessitou-se de um investimento de R\$151.200,00 e, finalmente, para a solução com alocação simultânea de RTs com BCs tornou-se necessário um investimento de R\$170.500,00.

Avaliando-se o custo total, ou seja, a soma dos custos das perdas técnicas mais os custos de investimento com a compra de equipamentos, nota-se uma redução quando comparado com o custo total das perdas técnicas sem alocação de equipamentos, de cerca de 61,92% para a solução com alocação exclusiva de BCs e de algo próximo de 99,7% e 99,9%, respectivamente, para a alocação exclusiva de RTs e simultânea de RTs com BCs.

Finalmente, avaliando-se cada solução através do valor da FO, tem-se uma minimização em torno de 50,00%, 61,09% e 62,90%, respectivamente, para as soluções com alocação exclusiva de BCs, exclusiva de RTs e simultânea de RTs com BCs.

Desta forma, nota-se que a melhor solução do ponto de vista do valor da FO e também quanto ao custo total é a solução com alocação simultânea de RTs com BCs, pois apesar de um custo de investimento maior, a longo prazo se justifica devido ao ganho obtido pela receita evitada.

6.3.3 Resultados para Variação das Opções de Alocação Exclusiva de RTs

Neste item serão apresentados e comparados as soluções e resultados para o sistema de 70 barras na segunda linha de simulações, ou seja, quanto às opções de linhas candidatas e ajuste da tensão de saída para alocação exclusiva de RTs.

6.3.3.1 Soluções Obtidas

A Tabela 6.14 apresenta as soluções para as quatro simulações focadas apenas na alocação exclusiva de RT' com variação das opções de linhas candidatas a receber RT e ajuste da tensão de saída do RT nas combinações de (a) todas as linhas e ajuste da tensão, (b) todas as linhas e tensão nominal, (c) linhas do tronco principal e ajuste da tensão e (d) linhas do tronco principal e tensão nominal.

TABELA 6.14 – SOLUÇÕES PARA AS COMBINAÇÕES DE ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE RTS

Simulação	Linha com RT	Barra pós RT	Tensão Ajustada [pu]	Corrente Nominal [A]	Potência (13,8 kV) [kVA]	Custo para 2 RTs [R\$]
(a)	36	37	1,0469	50	69	75.200,00
	61	62	1,0469	100	138	76.000,00
(b)	47	48	1,0000	100	138	76.000,00
	61	62	1,0000	100	138	76.000,00
(c)	8	9	1,0469	200	276	103.200,00
(d)	9	10	1,0000	200	276	103.200,00

Pela análise das soluções, nota-se que sempre que se opta pelo ajuste da tensão de saída do RT, independentemente do número de RTs alocados, o ajuste da tensão tende para o maior valor possível de ajuste, que no caso é de 1,0469 pu, pois este nível, obviamente, contribui muito para a eliminação dos problemas de violação dos limites de tensão e também para a minimização das perdas.

Percebe-se também que, quando se opta apenas pelas linhas do tronco principal como linhas candidatas a receber RT, tem-se, para o caso do sistema de 70 barras simulado, uma tendência de se alocar apenas um RT relativamente potente e no início do tronco, próximo às barras 9 e 10, visando elevar a tensão no maior número de barras possíveis.

Por outro lado, quando se opta por todas as linhas do sistema como linhas candidatas a receber um RT, tem-se uma tendência de se alocar dois RTs de relativamente menor potência nos ramos onde, eventualmente, têm-se os maiores problemas de violação dos limites de tensão e de queda de tensão.

6.3.3.2 Problemas de Violação de Tensão

Para as quatro combinações de alocação exclusiva de RTs simuladas apenas a combinação de (d), linhas do tronco principal e tensão nominal, apresentou, mesmo com o RT alocado, problemas de violação do limite inferior de tensão para Dia Útil com Carga Pesada para o trecho entre as barras 63 e 66, conforme mostrado na Figura 6.16.

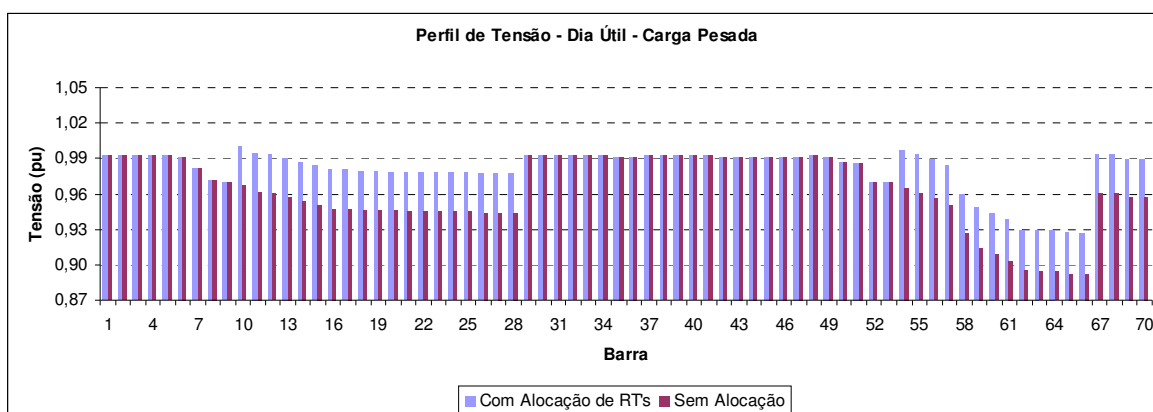


FIGURA 6.16 – PROBLEMAS DE VIOLAÇÃO DO LIMITE INFERIOR DE TENSÃO

Ressalta-se, entretanto, que para os demais tipos de dias e patamares de carga não se observou violações dos limites de tensão.

6.3.3.3 Problemas de Queda de Tensão

Já em termos de queda de tensão, as combinações de (c), linhas do tronco principal e ajuste da tensão, e (d), linhas do tronco principal e tensão nominal, apresentaram problemas de queda de tensão superiores a 4%, conforme ilustra a Figura

6.17 relativa à simulação na combinação (d) para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga com problemas.

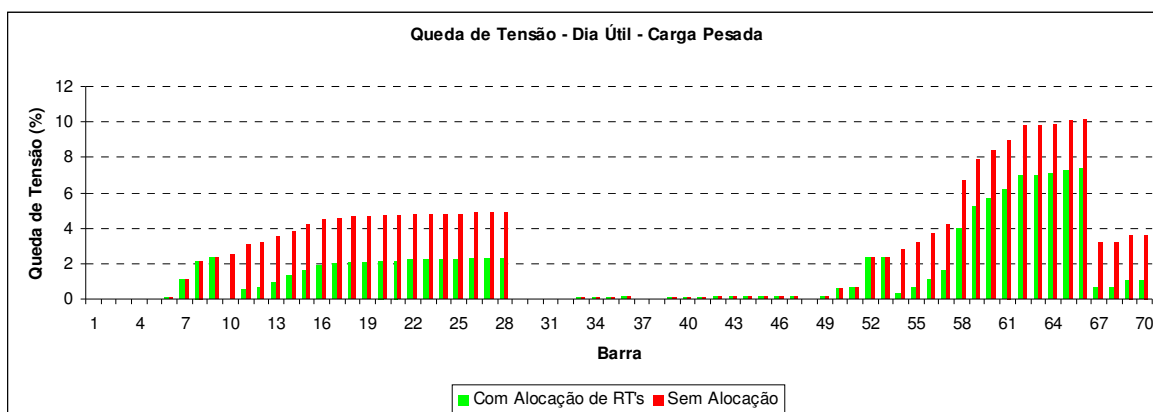


FIGURA 6.17 – PROBLEMA DE QUEDA DE TENSÃO SUPERIOR A 4%

Ressalta-se, entretanto, que os problemas de queda de tensão ocorreram apenas para Dias Úteis com Carga Pesada e Média e para Sábados e Domingos / Feriados com Carga Pesada.

6.3.3.4 Comparação dos Resultados

A Tabela 6.15 apresenta os custos, em R\$, das cinco funções que compõem a FO assim como o valor da FO ponderada sem e com a alocação exclusiva de RTs para as quatro simulações nas combinações de (a) todas as linhas e ajuste da tensão, (b) todas as linhas e tensão nominal, (c) linhas do tronco principal e ajuste da tensão e (d) linhas do tronco principal e tensão nominal.

Deste modo, verifica-se uma redução nos custos com as perdas de potência ativa por ano em torno de 82,40% nas soluções das combinações de simulação (a) e (b), ou seja, com opção de se alocar RTs em qualquer barra do sistema independentemente do ajuste da tensão de saída do RT.

Por outro lado, para as soluções nas combinações de (c) linhas do tronco principal e ajuste da tensão e (d) linhas do tronco principal e tensão nominal, tem-se uma redução

nas perdas por ano, respectivamente, de cerca de 10,59% e 5,08%.

TABELA 6.15 – CUSTOS E VALOR DA FO PARA ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE RTS

Custo [10^6] [R\$]	Sem	(a)	(b)	(c)	(d)
Perdas Elétricas	2360,0	415,0	417,0	2110,0	2240,0
Quedas de Tensão	137000,0	0,0	0,0	37600,0	43100,0
Violações de Tensão	1220,0	0,0	0,0	0,0	15,7
RTs	-	0,151	0,152	0,103	0,103
Custo Total	141000,0	415,0	417,0	39700,0	45400,0
Valor da FO	496000,0	193000,0	194000,0	352000,0	372000,0

Verifica-se também que para as soluções das opções de simulação (c) e (d), ou seja, com opção de se alocar RTs apenas nas barras do tronco principal, os custos por ano com as quedas de tensão superiores a 4% tiveram uma redução de aproximadamente 72,55% para ajuste de tensão de saída e 68,54% para a tensão nominal.

Em contra partida, nas soluções das combinações de simulação (a) e (b), ou seja, com opção de se alocar RTs em qualquer barra do sistema, independentemente do ajuste da tensão de saída do RT, os custos com quedas de tensão foram totalmente eliminados.

Nota-se ainda que apenas na solução da combinação (d), linhas do tronco principal e tensão nominal, tem-se custo com violação dos limites de tensão, embora este custo tenha sido reduzido em 98,71%, já para as demais soluções este custo foi zerado.

Para a redução destes custos torna-se necessário um investimento na compra dos RTs, então, analisando-se as soluções, percebe-se que os custos dos RTs dependem basicamente da sua potência nominal e que esta, por sua vez, depende apenas da corrente da linha em que o RT será instalado, considerando que a instalação será no mesmo nível de

tensão.

Assim, as soluções para as combinações com possibilidade de alocação em todas as linhas do sistema, (a) e (b), apresentam uma necessidade de investimento pouco superior a R\$150.000,00, pois alocam dois RTs de menor potência em pontos específicos da rede. Já, as soluções para as combinações com possibilidade de alocação apenas nas linhas do tronco principal, (c) e (d), mostram uma necessidade de investimento pouco superior a R\$100.000,00, pois alocam apenas um RT de maior potência próximo ao início do tronco principal.

Quanto ao custo total, nota-se uma redução quando comparado com o custo total das perdas técnicas sem alocação de RTs em torno de 99,70% para as soluções com possibilidade de alocação em todas as barras do sistema, (a) e (b), já para as soluções com possibilidade de alocação apenas nas linhas do tronco principal, (c) e (d), tem-se, respectivamente, uma redução de 71,84% quando ajustada a tensão e 67,80% para a tensão nominal.

Finalmente, avaliando-se cada solução através do valor da FO, tem-se uma minimização em torno de 61,00% para as soluções com possibilidade de alocação em todas as linhas do sistema, (a) e (b), no entanto, para as soluções com possibilidade de alocação apenas nas linhas do tronco principal, (c) e (d), tem-se, respectivamente, uma redução de 29,03% quando ajustada a tensão e 25,00% para a tensão nominal.

Desta forma, nota-se que a melhor solução do ponto de vista do valor da FO e também quanto ao custo total é a solução com alocação de RTs para a simulação (a), pois apesar de um custo de investimento maior para a compra de dois RTs, a longo prazo se justifica devido ao ganho obtido pela receita evitada principalmente com as quedas de tensão.

6.3.4 Resultados para Variação das Opções de Alocação Exclusiva de BCs

Neste item serão apresentados e comparados as soluções e resultados para o sistema de 70 barras na terceira linha de simulações, ou seja, quanto as opções de tipos de

BCs alocados.

6.3.4.1 Soluções Obtidas

A Tabela 6.16 apresenta as soluções para as três simulações focadas apenas na alocação exclusiva de BC' com variação das opções de tipos de BCs nas combinações de (a) fixo e automáticos simultaneamente, (b) apenas fixos e (c) apenas automáticos com opção de alocação em todas as barras do sistema.

TABELA 6.16 – SOLUÇÕES PARA AS COMBINAÇÕES DE ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE BCS

Simulação	Barra com BC	Tipo de BC	Potência [kvar]	Custo [R\$]
(a)	13	Fixo	600	7.500,00
	62	Fixo	900	8.500,00
	63	Automático	900	42.000,00
(b)	22	Fixo	150	5.500,00
	56	Fixo	600	7.500,00
	62	Fixo	1500	10.500,00
(c)	13	Automático	600	40.000,00
	62	Automático	2100	49.400,00

Pela análise das soluções, nota-se que há uma tendência em se alocar BCs na barra 62, obviamente devido a necessidade de se suprir uma carga relativamente grande de reativos neste ponto.

Percebe-se ainda que, para a alocação simultânea de BCs fixos e automáticos, existe uma tendência em se alocar BCs fixos devido aos custos serem mais baixos para uma mesma potência quando comparado com os BCs automáticos. Essa tendência também é evidenciada quando comparada as quantidades de BCs alocadas nas soluções para as alocações exclusivas, ou seja, aloca-se menos BCs automáticos que fixos.

6.3.4.2 Problemas de Violação de Tensão

Tem-se na Tabela 6.17 os problemas de violação do limite inferior de tensão para o sistema de 70 barras sem alocação de equipamentos e para as três combinações de alocação exclusiva de BCs simuladas.

TABELA 6.17 – TENSÕES MENORES QUE 0,93 PU SEM E COM ALOCAÇÃO DE BCs

Tipo de Dia	Patamar de Carga	Barras com $V_{\text{barra}} < 0,93 \text{ pu}$			
		Sem	Ambos	Fixo	Auto
Dia Útil	Pesada	58 a 66	60 a 66	60 a 66	61 a 66
	Média	60 a 66	-	-	-
	Leve	59 a 66	-	-	59 a 66
Sábado	Pesada	59 a 66	62 a 66	61 a 66	62 a 66
	Média	62 a 66	-	-	-
	Leve	61 a 66	-	-	61 a 66
Domingo	Pesada	59 a 66	-	66	-
Feriado	Leve	61 a 66	-	-	61 a 66

Nota-se que, de um modo geral, todas as violações do limite inferior de tensão foram minimizadas, todavia, o problema ainda persiste para o patamar de Carga Pesada em praticamente todos os tipos de dias e para todas as soluções, com exceção dos Domingos e Feriados para as soluções com BCs fixos e automáticos alocados simultaneamente e para apenas BCs automáticos.

Para o patamar de Carga Leve, as violações se mantiveram absolutamente iguais para a solução com apenas BCs automáticos, o que já era esperado, uma vez que para este patamar de carga estes BCs são desligados. Por outro lado, as demais soluções este patamar de carga tiveram os problemas eliminados.

Finalmente, para o patamar de Carga Média nos Dias Úteis e Sábados os problemas de violação de tensão foram eliminados para todas as soluções apresentadas.

Ressalta-se, entretanto, que para Carga Média nos Domingos e Feriados já não

eram observadas violações de tensão mesmo antes da alocação dos BCs.

6.3.4.3 Problemas de Queda de Tensão

Tem-se na Tabela 6.18 os problemas de violação de queda de tensão superiores a 4% para o sistema de 70 barras sem alocação de equipamentos e para as três combinações de alocação exclusiva de BCs simuladas.

TABELA 6.18 – QUEDAS DE TENSÃO MAIORES QUE 4% SEM E COM ALOCAÇÃO DE BCS

Tipo de Dia	Patamar de Carga	Barras com $\Delta V > 4\%$			
		Sem	Ambos	Fixo	Auto
Dia Útil	Pesada	15 a 28	24 a 28	22 a 28	58 a 66
		57 a 66	58 a 66	58 a 66	
	Média	58 a 66	-	65 a 66	-
Sábado	Pesada	16 a 28	58 a 66	58 a 66	58 a 66
		58 a 66			
	Média	59 a 66	-	-	-
Domingo Feriado	Pesada	22 a 28	59 a 66	58 a 66	59 a 66
		58 a 66			
	Média	62 a 66	-	-	-

Nota-se que, de um modo geral, todas as quedas de tensão foram minimizadas, todavia, o problema entre a barra 58 e a barra 66 ainda persiste para o patamar de Carga Pesada em todos os tipos de dias e para todas as soluções, além de persistir também entre as barras 22 e 28 do tronco principal para a solução que contempla BCs fixos e automáticos alocados simultaneamente e apenas com bancos fixos.

Para o patamar de Carga Média os problemas de violação de queda de tensão foram eliminados para praticamente todas as soluções apresentadas em todos os tipos de dias, com exceção apenas para a solução com BCs fixos para Dia Útil, onde o problema persistiu para as barras 65 e 66.

Finalmente, ressalta-se que para Carga Leve já não foram observadas violações de queda tensão superiores a 4% mesmo antes da alocação dos BCs.

6.3.4.4 Comparação dos Resultados

A Tabela 6.19 apresenta os custos, em R\$, das cinco funções que compõem a FO assim como o valor da FO ponderada sem e com a alocação exclusiva de BCs para as três simulações nas combinações de (a) fixo e automáticos simultaneamente, (b) apenas fixos e (c) apenas automáticos com opção de alocação em todas as barras do sistema.

Deste modo, verifica-se uma redução nos custos com as perdas de potência ativa por ano em torno de 27,54%, 24,57% e 19,92%, respectivamente, nas soluções com BCs fixos e automáticos simultaneamente, apenas fixos e apenas automáticos, sendo a solução com ambos os BCs a mais adequada do ponto de vista da redução das perdas.

Nota-se também que os custos por ano com as quedas de tensão superiores a 4% tiveram uma redução de aproximadamente 67,66% para a solução com BCs automáticos fazendo desta a melhor solução neste quesito, pois a redução das quedas, para as soluções com ambos os BCs e apenas BCs fixos foi de, respectivamente, 62,19% e 58,83%.

TABELA 6.19 – CUSTOS E VALOR DA FO PARA ALOCAÇÃO EXCLUSIVA DE BCS

Custo [10^6], [R\$]	Sem	Ambos	Fixo	Auto
Perdas Elétricas	2.360,0	1.710,0	1.780,0	1.890,0
Quedas de Tensão	137.000,0	51.800,0	56.400,0	44.300,0
Violações de Tensão	1.220,0	186,0	222,0	314,0
BCs	-	0,058	0,0235	0,0894
Custo Total	141.000,0	53.700,0	58.400,0	46.500,0
Valor da FO	496.000,0	248.000,0	259.000,0	274.000,0

Percebe-se ainda que, quanto as minimizações das violações de tensão, a melhor solução é, novamente, com ambos os tipos de BCs por apresentar uma redução de 84,75%

contra 81,80% para BCs fixos e 74,26% para BCs automáticos.

No entanto, sobre o ponto de vista financeiro, a solução com BCs fixos é a melhor, com a menor necessidade de investimento, cerca de R\$23.500,00, enquanto que a solução com ambos os tipos de BCs precisa de R\$58.000,00 e a com BCs automáticos de R\$89.400,00.

Quanto ao custo total, as soluções com ambos os BCs e com BCs fixos apresentaram reduções em torno de 61,91% e 58,58%, respectivamente, já a solução com BCs automáticos, sob forte influência da melhor minimização das quedas de tensão, foi a que apresentou a maior redução, sendo esta de 67,02%.

Finalmente, avaliando-se cada solução através do valor da FO, ou seja, com os custos ponderados, tem-se uma minimização em torno de 50,00%, 47,78% e 44,76%, respectivamente, para as soluções com BCs fixos e automáticos simultaneamente, apenas fixos e apenas automáticos.

6.4 DESEMPENHO DA METODOLOGIA

A Tabela 6.20 apresenta o desempenho da metodologia desenvolvida com base nos AG para as três simulações de alocação de equipamentos para o sistema de 70 barras.

Em uma análise bastante simples nota-se que à medida que se aumenta o número de *bits* do indivíduo torna-se necessário um maior número de gerações para se encontrar uma solução adequada e, conseqüentemente, um maior tempo para se encontrar esta solução e também para finalizar a simulação, já que o critério de parada adotado foi de 5.000 gerações simuladas. Um maior número de *bits* do indivíduo também significa um universo maior de soluções possíveis com crescimento exponencial. Desta forma, para o aumento do número de *bits* do indivíduo percebe-se também um crescimento no número de soluções com valor de FO memorizadas pelo algoritmo desenvolvido e, por conseqüência, uma diminuição na taxa de soluções buscadas na memória, o que implica na necessidade de um maior tempo para a simulação de todas as gerações.

TABELA 6.20 – DESEMPENHO DA METODOLOGIA PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

Resultado	BCs	RTs	BCs e RTs
Número de <i>bits</i> do indivíduo	31	37	68
Geração que contém a melhor solução	849	1198	1484
Tempo para Obtenção da solução	04h06min22s	10h46min57s	09h53min25s
Tempo total de simulação	18h53min34s	41h16min11s	53h12min38s
Número de soluções memorizadas	14.789	18.741	27.438
Taxa de soluções buscadas na memória	70,42	62,52	45,12

Ressalta-se, entretanto, que este desempenho é apenas uma tendência natural e não é, em hipótese alguma, uma regra geral, pois o processo de convergência pode variar de simulação para simulação, conforme mostrado na Tabela 6.21 que apresenta o desempenho da metodologia para as três simulações com o sistema de 11 barras.

Nota-se, por exemplo, que mesmo com o indivíduo mais curto, a simulação com alocação exclusiva de BCs precisou de mais gerações que as outras simulações para encontrar a solução mais adequada. Isso pode ser explicado por vários fatores, como por exemplo, que o algoritmo encontrou um mínimo local e precisou de muitas gerações para sair deste ponto.

TABELA 6.21 – DESEMPENHO DA METODOLOGIA PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS

Resultado	BCs	RTs	BCs e RTs
Número de <i>bits</i> do indivíduo	22	28	50
Geração que contém a melhor solução	3833	480	79
Tempo para Obtenção da solução	00h23min56s	01h05min08s	00h10min10s
Tempo total de simulação	00h31min33s	07h24min55s	04h48min48s
Número de soluções memorizadas	5.937	9.822	8.130
Taxa de soluções buscadas na memória	88,13	80,36	83,74

Por outro lado, mesmo com o indivíduo mais longo, a simulação com alocação simultânea de BCs e RTs precisou de poucas gerações, quando comparado às demais simulações, para encontrar a solução mais adequada. Isso pode ser explicado, por exemplo, pela formação de uma boa população inicial que convergiu rapidamente para a solução encontrada.

6.5 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

A seguir serão mostrados os resultados fornecidos pela validação da metodologia que, neste caso, foi feita apenas para o sistema de 11 barras, além dos resultados obtidos com os AG para as simulações com as mesmas opções da validação.

Entretanto, para a validação dos resultados houve mudança no tipo de carga para Carga Constante, no tipo de BC para apenas Fixo (por ser Carga Constante) e no ajuste da tensão de saída dos RTs para Tensão Nominal, além das variações com relação ao número

e combinações de equipamentos de regulação possíveis de serem alocados e facilmente identificadas nos resultados.

6.5.1 Alocação Exclusiva de BCs

A Tabela 6.22 apresenta as soluções apontadas pela validação da metodologia para a alocação exclusiva de até um, dois ou três BCs salientando-se que são as mesmas obtidas com a metodologia de alocação baseada nos AG, comprovando, desta forma, a eficácia da metodologia desenvolvida para a alocação de equipamentos.

TABELA 6.22 – SOLUÇÕES PARA A VALIDAÇÃO EXCLUSIVA DE BCS

Até	Barra com BC	Tipo de BC	Potência [kvar]	Custo [R\$]
1 BC	9	Fixo	1.500	10.500,00
2 BCs	9	Fixo	1.650	11.000,00
3 BCs	9	Fixo	1.650	11.000,00

Pela análise das soluções, percebe-se que, independentemente do número máximo de BCs possíveis de serem alocados, a solução mais adequada é com apenas um BC, no mesmo ponto de instalação e com potências próximas.

Ressalta-se, porém, que o valor de 1.650 kvar não pode ser obtido pela opção de alocação de um único BC e sim, por outras combinações de dois ou três BCs alocados na mesma barra, conforme explicação dada no item relativo a codificação dos BCs.

Já a Tabela 6.23 apresenta os custos e o valor da FO para as três validações e simulações efetuadas quanto a alocação de BCs citadas anteriormente.

Analisando-se os custos e o valor da FO, nota-se que as três soluções são praticamente iguais, pois todas eliminam totalmente os custos com as quedas de tensão superiores a 4% e reduzem em aproximadamente 15% os custos com as perdas.

TABELA 6.23 – CUSTOS E VALOR DA FO PARA VALIDAÇÃO EXCLUSIVA DE BCS

Custo [10^6], [R\$]	Sem	1 BC	2 BCs	3 BCs
Perdas Elétricas	2.290,0	1.950,0	1.940,0	1.940,0
Quedas de Tensão	10800,0	0,0	0,0	0,0
Violações de Tensão	0,0	0,0	0,0	0,0
BCs	-	0,0105	0,011	0,011
Custo Total	13.100,0	1.950,0	1.940,0	1.940,0
Valor da FO	337.000,0	205.000,0	205.000,0	205.000,0

Porém, é importante frisar que como os custos evitados com as perdas técnicas são anuais torna-se, em longo prazo, mais interessante a solução com BC de 1.650 kvar, cujo investimento é de R\$500,00 a mais do que o da solução com BC de 1.500 kvar.

6.5.2 Alocação Exclusiva de RTs

A Tabela 6.24 apresenta as soluções apontadas pela validação da metodologia para a alocação exclusiva RTs nas mesmas combinações feitas para os BCs salientando-se novamente que as soluções são as mesmas obtidas com a metodologia de alocação baseada nos AG, comprovando, mais uma vez, a eficácia da metodologia desenvolvida.

TABELA 6.24 – SOLUÇÕES PARA A VALIDAÇÃO EXCLUSIVA DE RTS

	Linha	Barra	Tensão	Corrente	Potência	Custo para
Até	com	pós	Ajustada	Nominal	(13,8 kV)	2 RTs
	RT	RT	[pu]	[A]	[kVA]	[R\$]
1 RT	8	9	1,0000	150	207	89.600,00
2 RTs	1	2	1,0000	200	276	103.200,00
	8	9	1,0000	150	207	89.600,00
3 RTs	1	2	1,0000	200	276	103.200,00
	8	9	1,0000	150	207	89.600,00

Pela análise das soluções, percebe-se que um ponto de instalação dos RTs é na linha 8. Para as validações com possibilidade de alocação de até dois ou três RTs as soluções são iguais com dois RTs, sendo o segundo RT instalado já na saída da SE.

Já a Tabela 6.25 apresenta os custos e o valor da FO para as três validações e simulações efetuadas quanto a alocação de RTs citadas anteriormente.

TABELA 6.25 – CUSTOS E VALOR DA FO PARA VALIDAÇÃO EXCLUSIVA DE RTS

Custo [10^6], [R\$]	Sem	1 RT	2 RTs	3 RTs
Perdas Elétricas	2.290,0	2.290,0	948,0	948,0
Quedas de Tensão	10.800,0	0,0	0,0	0,0
Violações de Tensão	0,0	0,0	0,0	0,0
RTs	-	0,0896	0,193	0,193
Custo Total	13.100,0	2.290,0	948,0	948,0
Valor da FO	337.000,0	318.000,0	288.000,0	288.000,0

Analisando-se os custos e o valor da FO, nota-se que a solução com dois RTs precisa de um investimento um pouco maior que o dobro em relação a solução com um RT, porém, o custo com as perdas é reduzido em até 58,60% ao ano contra uma redução praticamente nula para a solução com apenas um RT.

Nota-se também que a solução com um RT pode ser viável quando a intenção for a de eliminar os custos com as perdas técnicas relativas apenas às quedas de tensão superiores a 4%.

6.5.3 Alocação Simultânea de BCs e RTs

Realizou-se também validações para alocação simultânea de RTs e BCs nas combinações e com os resultados apresentados na Tabela 6.26. Ressalta-se, mais uma vez, que as soluções obtidas para estas validações são as mesmas obtidas com a metodologia de alocação baseada nos AG, comprovando novamente a eficácia da metodologia

desenvolvida.

TABELA 6.26 – SOLUÇÕES PARA A VALIDAÇÃO SIMULTÂNEA DE RTS E BCS

Combinação Validada	Soluções Obtidas
Um BC e um RT	Mesmo para um BC
Um BC e até dois RTs	Mesmo para um BC
Um RT e até dois BCs	Mesmo para até dois BCs

Nota-se que para estas opções de validação e simulação com o sistema de 11 barras, a tendência é de se alocar apenas BCs para a obtenção de resultados satisfatórios.

6.6 ANÁLISE DO UNIVERSO DE INDIVÍDUOS E SOLUÇÕES

A Tabela 6.27 apresenta, entre outras coisas, o universo de indivíduos diferentes e o de soluções diferentes para as validações realizadas.

Tomando-se como exemplo a alocação simultânea de até um BC e dois RTs, a codificação do indivíduo com 16 *bits* tendo, por consequência, um universo de 65.536 indivíduos diferentes.

Como a metodologia de validação gera todos os indivíduos possíveis, e em seguida avalia cada um destes indivíduos com o auxílio da memória, tem-se, para este exemplo e ao final da avaliação do universo de indivíduos, apenas 2.521 soluções armazenadas na memória.

Isso significa que apenas 3,85% do universo de indivíduos são soluções diferentes, ou seja, 96,15% são soluções repetidas.

Esta análise pode ser estendida para as demais validações feitas e como resultado, observa-se que o universo de soluções diferentes é menor que 35,15% diminuindo drasticamente a medida que o número de *bits* do indivíduo aumenta e chegando a até 2,15%.

Isso acontece devido à forma de codificação dos indivíduos associado ao

funcionamento dos AG tradicionais, onde “blocos” inteiros são trocados de lugar, como por exemplo, nos cruzamentos, dando origem a novos indivíduos que na verdade são soluções iguais.

TABELA 6.27 – UNIVERSO DE INDIVÍDUOS E DE SOLUÇÕES DIFERENTES

Nº de BCs	Nº de RTs	Nº de Bits do Indivíduo	Nº de Indivíduos Diferentes	Nº de Soluções Diferentes	Taxa de Soluções Diferentes
1	-	7	128	45	35,15
2	-	13	8.192	991	12,08
3	-	19	524.288	15.104	2,88
-	1	5	32	11	34,38
-	2	9	512	56	10,94
-	3	13	8.192	176	2,15
1	1	12	4.096	495	12,09
1	2	16	65.536	2.521	3,85
2	1	18	262.144	10.901	4,16

Desta forma, para minimizar o esforço computacional através da aproximação do universo de soluções com o universo de indivíduos, torna-se necessário um estudo mais aprofundado no processo de codificação dos indivíduos ou então, no desenvolvimento de AG dedicados para estes tipos de codificações, uma vez que estas são muito utilizadas em metodologias de alocação, ajustes e dimensionamento de equipamentos para sistemas elétricos.

6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este trabalho não tem o objetivo de apontar a melhor solução entre todas as soluções apresentadas e comparadas, pois cabe a concessionária, por intermédio do

operador, avaliar os custos evitados com perdas técnicas frente aos custos de investimentos das soluções encontradas e recursos disponíveis para, só então, escolher a solução mais apropriada.

Os registros do desempenho da metodologia são baseados na idéia de, eventualmente, se comparar o desempenho dos AG com outras técnicas de IA para a alocação de BCs e/ou RTs.

Da mesma forma, os registros relativos ao universo de indivíduos e de soluções são para se justificar, eventualmente, o desenvolvimento de AG dedicados em metodologias de alocação, ajustes e dimensionamento de equipamentos para sistemas elétricos.

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES

7.1 CONCLUSÕES

A utilização dos AG ao problema de alocação de BCs e RTs em redes de distribuição se mostrou eficaz como já consagrado em outros trabalhos. Essa eficácia é devida à natureza combinatorial do problema que é composto por variáveis inteiras e restrições não-lineares.

Devido ao fato dos AG operarem sobre uma população de candidatos em paralelo e também às suas próprias características, todo o campo de busca é atingido, ao contrário das técnicas de otimização tradicionais onde um indivíduo é iterativamente manipulado até que uma condição satisfatória seja atingida.

Os métodos de seleção e os operadores genéticos garantem a criação de descendentes mais aptos e a variabilidade genética dos indivíduos criados, além de evitar o problema de mínimos locais e que os melhores indivíduos sejam perdidos.

As metodologias de FP usadas neste trabalho apresentaram resultados idênticos. No entanto, verificou-se a maior velocidade de convergência do Método da SDC quando comparado ao FPO e, por outro lado, o FPO mostrou-se eficiente na especificação dos *taps* dos RTs alocados para se obter os níveis de tensão desejados nas saídas.

A metodologia aqui formulada foi a de se obter um ponto ótimo, ou aproximadamente ótimo, que satisfaz a múltiplos critérios simultaneamente tais como: minimização das perdas ativas, dos custos dos BCs e RTs, penalização dos limites de tensão e penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador ou das barras de referência após os RTs.

Vale lembrar também que o problema abordado neste trabalho é um problema de otimização multi-objetivo, portanto, não existe somente uma solução ótima para o problema e sim um conjunto de possíveis soluções eficientes (Pareto-ótimo), influenciadas

pelos pesos considerados para cada um dos critérios de otimização.

A metodologia desenvolvida apresenta opções de simulação relativamente abrangentes e, cabe ao operador, através de estudos prévios do sistema em análise e de recursos disponíveis, definir as opções adequadas de simulação para a alocação dos equipamentos.

Evidentemente que os pesos considerados para cada um dos critérios de otimização influenciam os resultados finais, cabendo ao operador a escolha dos mesmos de modo a enfatizar os critérios de seu interesse, pois essa escolha afeta o posicionamento, número, tamanho, tipo e ajuste dos BCs e RTs alocados.

De uma maneira geral, a metodologia desenvolvida se mostrou eficaz na solução de problemas de otimização, pois em relação às simulações realizadas, estas apresentaram resultados satisfatórios tendo todos os custos envolvidos na Função Objetivo reduzidos após alocação dos equipamentos de regulação.

Analisando-se os resultados pertinentes a cada tipo de alocação, pode-se concluir que a alocação de RT, apesar de inicialmente mais onerosa tende a ser compensada devido ao grande impacto nas diminuições das perdas técnicas.

7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Sugerem-se como trabalhos futuros:

- a. Análise aprofundada a respeito da influência de cada critério de otimização na solução final;
- b. Análise do acréscimo de faturamento da concessionária pela melhora no perfil de tensão;
- c. Utilização de FPO para auxiliar na avaliação da FO;
- d. Utilização de curva de carga horária a fim de se otimizar o controle dos BCs e do ajuste dos *taps* dos RTs;
- e. Estudo de alocação de RT com fluxo da potência ocorrendo em ambos os sentidos, ou seja, considerando geração distribuída;

- f. Otimização das distâncias entre os BCs;
- g. Estudos de sensibilidade a fim de reduzir o tempo de processamento;
- h. Implementação de outras técnicas de IA para comparação de desempenho;
- i. Desenvolvimento de AG dedicados para metodologias de alocação, ajustes e dimensionamento de equipamentos para sistemas elétricos;
- j. Melhorar o projeto dos AG introduzindo as probabilidades adaptativas e comparando os resultados;
- k. Realizar uma abordagem multi-objetivo dos AG para o desenvolvimento da metodologia de alocação, ajustes e dimensionamento de equipamentos para sistemas elétricos;
- l. Desenvolvimento de uma metodologia que permita obter a melhor operação dos dispositivos reguladores ao longo de um período de interesse;
- m. Utilização de processamento paralelo a fim de diminuir o esforço computacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2000. *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*, Resolução ANEEL N° 456. Brasília, DF.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2001. *Disposições Relativas à Conformidade dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente*, Resolução ANEEL N° 505. Brasília, DF.

AGUIAR, R. S. F.; FRANCO, P. E. C.; 2005. Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Radial Utilizando um Modelo de Otimização Determinístico Linear. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, São Luís, MA.

ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, L. C. P.; 2005. Efeitos de Cargas Dependentes da Tensão na Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, São Luís, MA.

ALSAÇ, O.; BRIGHT, J.; PRAIS, M.; STOTT, B.; 1990. Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 5.

ALVES, H.; SOUZA, B.; FERREIRA, H.; 2002. Algoritmos Microgenéticos e Lógica Fuzzy Aplicados ao Controle de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição. *XIV-Congresso Brasileiro de Automática*, Natal – RN, 2002, p. 855-860.

ALVES, M. L.; 2005. *Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição*. Porto Alegre, RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS; 1992. *Reguladores de Tensão – Especificação*, NBR 11809. Rio de Janeiro, RJ.

ÁVILA, S. L.; 2002. *Algoritmos Genéticos Aplicados na Otimização de Antenas Refletoras*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC.

BAE, Y. G.; 1978. Analytical Method of Capacitor Allocation on Distribution Primary Feeders. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. 97, No. 11, p. 1232-1238.

BALA, J. L.; KUNTZ JR, P. A.; PEBLES, M. J.; 1997 Optimal Capacitor Allocation Using a Distribution Analyzer-Recorder. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 1.

BARAN, M. E. E.; WU, F. F.; 1989. Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, p. 725-734.

BEASLEY, D.; BULL, D. R.; MARTIN, R. R.; 1992. *An Overview of Genetic Algorithms: Part 1, Fundamentals*. Technical Report 15(2), University of Cardiff.

BEASLEY, D.; BULL, D. R.; MARTIN, R. R.; 1993. *An Overview of Genetic Algorithms: Part 2, Research Topics*. Technical Report 15(4), University of Cardiff.

BEÊ, R.T.; 2007. *Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos*. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

BROADWATER, R. P.; CHANDRASEKARAM, A.; HUDDLESTON, C. T.; KHAN, A. H.; 1988. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. *Electric Power System Research*, Vol. 14.

CARPENTIER, J.; 1962. Contribution à L'étude du Dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, Ser. 8, Vol. 3, p. 431-447.

CARPENTIER, J.; 1973. Differential Injections Method: A General Method for Secure and Optimal Load Flows. *Proc PICA*.

CARVALHO, R. J.; 2006. *Fluxo de Potência Ótimo: Algoritmos de Pontos Interiores, Abordagem Multi-Objetivo e Aplicação de Transformações Ortogonais*. Florianópolis, SC. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina.

CHANG, C. F.; WONG, J. J.; CHIOU, J. P.; SU, C. T.; 2007. Robust Searching Hybrid Differential Evolution Method for Optimal Reactive Power Planning in Large-scale Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, p. 430-437.

CHANG, N. E.; 1969. Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage Control and Loss Reduction. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. 88, No. 10, p. 1574- 1577.

CHEN, T. H.; CHEN, M. S.; et al.; 1991. Distribution System Power Flow Analysis – A Rigid Approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 3, p. 1146-1152.

CHIANG, H. D.; WANG, J. C.; COCKINGS, O.; SHIN, H. D.; 1990a. Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and the Overall Problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, No. 2, p. 634-642.

CHIANG, H. D.; WANG, J. C.; COCKINGS, O.; SHIN, H. D.; 1990b. Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, No. 2, p. 643-649.

CHIN, H. C.; 1995. Optimal Shunt Capacitor Allocation by Fuzzy Dynamic Programming. *Electric Power Systems Research*, p. 133-139.

CHIOU, J. P.; CHANG, C. F.; SU, C. T.; 2006. Ant Direction Hybrid Differential Evolution for Solving Large Capacitor Placement Problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, p. 1794-1800.

CHUNG, T. S.; LEUNG, H. C. 1999. A Genetic Algorithm Approach in Optimal Capacitor Selection with Harmonic Distortion Considerations. *Electric Power Systems Research*, 21, p. 561-569.

COELHO, L. S.; 2003. Fundamentos, Potencialidades e Aplicações de Algoritmos Evolutivos. *Notas em Matemática Aplicada*, Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, São Carlos, SP.

COELHO, M. A.; BIAGIO, M. A.; SAMPAIO, K.; CUERVO, P.; FRAZÃO, F. R.; 2005. Implementação de Metodologias de Alocação de Bancos de Capacitores em Alimentadores de 13.8kV. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. São Luís, MA.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA; 2004. *Norma para a Instalação de Bancos de Capacitores em Baixa Tensão*, PCI.00.06.B. Salvador, BA.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA; 1996a. *Banco de Capacitores*, MIT 161301. Curitiba, PR.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA; 1996b. *Custo dos Desvios de Tensão – Adaptação da Fórmula para a Utilização com Patamares de Carga*. Curitiba, PR.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA; 1992. *Recomendações Básicas para a Aplicação de Bancos de Capacitores em Alimentadores*. Curitiba, PR.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA; 2002. *Reguladores de Tensão*, MIT 161909. Curitiba, PR.

COOK, R. F.; 1959. Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle. *AIEE Transactions*, Vol. 78, p. 950-957.

COOK, R. F.; 1961. Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Reactive - Voltampere Control and Loss Reduction. *AIEE Transactions*, Vol. 80, p. 430-444.

GALVÃO, C. O.; VALENÇA, M. J. S.; *Sistemas Inteligentes -Aplicações a Recursos Hídricos e Ciências Ambientais*, Vol. 1. ABRH. Porto Alegre, RS. Editora da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1999.

DELFANTI, M.; GRANELLI, G.; MARANNIN, P.; MONTAGNA, M.; 2000. Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, p. 1041-1046.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; 1968. Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 87.

FELÍCIO, J. R.; 2006. *Modelagem de Reguladores de Tensão Monofásicos com 32 Graus para Estudo em Regime Permanente e Transitório*. Uberlândia, MG. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia.

GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. 2001. Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, p. 630-637.

GHOSE, T.; GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K.; 1998. Energy Loss Reduction in Distribution System by Capacitor Placement Through Combined GA-SA Technique. *Proceedings of the IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control*, Vol. 2, p. 502-505.

GOLDBERG, D. E.; 1997. Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning. *John Wiley & Sons*, United States of America.

GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S.; 1985. Volt/Var Control on Distribution System with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators, Part I: The overall problem. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, No.11, p. 3278-3283.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H.; 1981a. Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on Primary Distributions Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, No.1, p. 345-352.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H.; 1981b. Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No.3, p. 1105-1118.

GRANVILLE, S.; 1993. Optimal Reactive Dispatch Though Interior Point Method. *IEEE/PES*, No. 93.

HAUP, R. L.; HAUP, S. E.; 1998. Practical Genetic Algorithms. *Wiley-Interscience - John Wiley & Sons*, Vol. 1.

HOLLAND, J. H.; 1975. Adaptation in Natural and Artificial Systems. University of Michigan Press.

HSIAO, Y. T.; CHEN, C. H.; CHIEN, C. C. 2004. Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems using a Combination Fuzzy-GA Method. *Electric Power & Energy Systems*, No. 26, p. 501-508.

LATORRE, M. L.; 1995. *Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo*. Rio de Janeiro, RJ. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

LIN, J. G.; 1976. Multi-Objective Problems: Pareto-Optimal Solutions by Method of Proper Equality Constraints. *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 21.

LUENBERGER, D.; 1989. Linear and Nonlinear Programming. *Stanford University: Addison-Wesley Publishing Company*, 2. ed.

KALYUZHNY, A.; LEVITIN, G.; ELMAKIS, D.; BEN-HAIM, H.; 2000. System Approach to Shunt Capacitor Allocation in Radial Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, No. 56, p. 51-60.

MENDES, A.; PISSARA, C.; FRANÇA, P.; LYRA, C.; CAVELUCCI, C.; 2001. *Instalação de Capacitores para redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*.

MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LÓPEZ, R. A.; LÓPEZ, E. A.; VANNIER, J. C.; COELLO, C. A. 2007. Multiobjective Location of Automatic Voltage Regulators in a Radial Distribution Network Using a Micro Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No.1.

MIRANDA, V.; OO, N. W.; FIDALGO, J. N.; 2001. Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithms. *Proceedings of the International Symposium of Intelligent Systems Applications in Power Systems*, Budapest.

MONTICELLI, A.; 1983. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher.

NATARAJAN, R.; 2005. *Power System Capacitors*. Boca Raton, CA, USA: CRC Press, 552 p.

NEAGLE, N. M.; SAMSON, D. R.; 1956. Loss Reduction from Capacitors Installed on Primary Feeders. *AIEE Transactions*, Vol. 75, p. 950-959.

PABLA, A. S.; 2005. Power Capacitors. *Electric Power Distribution*. USA: McGraw-Hill, p. 646-684.

PAIVA, R. R. C.; 2006. *Fluxo de Potência Ótimo em Redes de Distribuição de Energia com a Presença de Geração Distribuída: Um Novo Algoritmo para Auxiliar a Análise do Perfil de Tensão*. Florianópolis, SC. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina.

PEREIRA JUNIOR, A. M.; MANTOVANI, J.; 2006. Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo. *Anais do XVI CBA Congresso Brasileiro de Automática*. Salvador, BA.

RABELO, P. G.; OCHI, L. S.; 1996. Um Novo Algoritmo Genético Híbrido para o Problema do Caixeiro Viajante com Grupamento. *Anais do Simpósio Brasileiro de Redes Neurais*, Vol. 1, p. 83–90.

REZENDE, S. O.; 2003. *Sistemas Inteligentes - Fundamentos e Aplicações*, Vol. 1. Manole, Bariri.

RIBEIRO, P. M.; 2005. *Remuneração dos Serviços Ancilares de Suporte de Potência Reativa e Reserva de Potência Quando Providos por Geradores*. Rio de Janeiro, RJ. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J.; 2000. Optimum Voltage Regulator Placement in a Radial Power Distribution Network. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.15, No. 2.

SALAMA, M. M.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R.; 1985a. Control of Reactive Power in Distribution System with an End-load and Fixed Load Conditions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, No. 10, p. 2779-2788.

SALAMA, M. M.; MANSOUR, E. A. A.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R.; 1985b. Control of Reactive Power in Distribution System with an End-load and Varying Load Conditions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, No. 4, p. 941-2788.

SANDRINI, F.T; 2005. *Otimização de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Algoritmos Genéticos e Nuvem de Partículas*. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná.

SCHMILL, J. V.; 1965. Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, VI. 84, No. 9, p. 825-832.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A; LUO, G. X.; 1988. A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, p. 753-762.

SOUSA, T.; 2003. *Estudo de Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência*. São Paulo, SP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

SPEARS, W. M.; JONG, K. A. D.; BÄCK, T.; FOGEL, D.B.; DE GARIS, H.; 1993. *An Overview of Evolutionary Computation*, Vol. 667.

SRINIVAS, M. S.; 2000. Distribution Load Flows: A Brief Review. *Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting*, Singapore.

SU, C. T.; LII, G. R.; TSAI, C. C.; 2001. Optimal Capacitor Allocation Using Fuzzy Reasoning and Genetic Algorithms for Distribution Systems. *Mathematical and Computer Modeling*, Vol. 33, p. 745-757.

SU, C. T.; TSAI, C. C.; 1996. A New Fuzzy Reasoning Approach to Optimum Capacitor Allocation for Primary Distribution Systems. *Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology*, p. 237-241.

SUN, D. I.; ASHLEY, B. T.; BREWER, B. J.; HUGHES, B. A.; TINNEY, W. F.; 1984. Optimal Power Flow by Newton Approach. *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 103, No. 10.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A.; 1994. Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, p. 1499-1507.

TOSHIBA.; 2002. *Manual de Instruções para Reguladores de Tensão Monofásicos*.

YAMAKAWA, E. K.; 2007. *Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica*. Curitiba, PR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

WANG, J. C.; CHIANG, H. D.; MIU, K. N.; DARLING, G.; 1997a. Capacitor Placement and Real Time Control in Large-scale Unbalanced Distribution Systems: Loss Reduction Formula, Problem Formulation, Solution Methodology and Mathematical Justification. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, p. 953-958.

WANG, J. C.; CHIANG, H. D.; MIU, K. N.; DARLING, G.; 1997b. Capacitor Placement and Real Time Control in Large-scale Unbalanced Distribution Systems: Numerical Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, p. 959-964.

WHITLEY, D.; 1993. A Genetic Algorithm Tutorial. *Technical Report CS-93-103*, Colorado State University, Fort Collins, CO, USA 80523.

WINSTON, P.H.; 1992. *Artificial Intelligence*, Vol. 1. Addison-Wesley Pub Co.

APÊNDICE A - FLUXOS DE POTÊNCIA

A.1 O PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA

O problema do Fluxo de Potência – FP consiste na obtenção das condições de operação, ou seja, magnitude e ângulo das tensões nodais, a partir dos quais podem ser determinados os fluxos de potência ativa e reativa em regime permanente de uma rede de energia elétrica com topologia, níveis de geração e consumo conhecidos.

Na formulação básica do problema de FP são associadas quatro variáveis a cada barra, conforme apresentado na Figura A.1 a qual apresenta duas barras (k e m) de um sistema de distribuição radial.

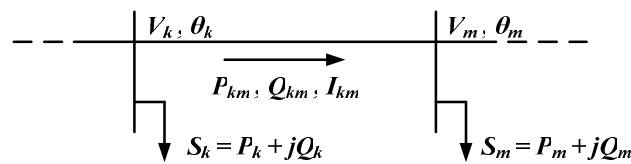


FIGURA A.1 – RAMO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

As quatro variáveis representam:

V_k – módulo da tensão da barra k ;

θ_k – ângulo da tensão da barra k ;

P_k – potência ativa líquida injetada na barra k ;

Q_k – potência reativa líquida injetada na barra k .

Por outro lado, aos ramos da rede, cujas barras extremas são k e m para a Figura A.1, associam-se as seguintes variáveis:

I_{km} – corrente que sai da barra k em direção a barra m ;

P_{km} – fluxo de potência ativa que sai da barra k em direção a barra m ;

Q_{km} – fluxo de potência reativa que sai da barra k em direção a barra m .

No fluxo de carga convencional, definem-se três tipos de barras, em função das variáveis que são conhecidas e incógnitas, conforme mostrado na Tabela A.1.

TABELA A.1 – TIPOS DE BARRA DO FLUXO DE CARGA CONVENCIONAL

Tipo de Barra	Notação	Dados	Incógnitas
Barra de Carga	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
Tensão Controlada	PV	P_k e V_k	θ_k e Q_k
Referência	V θ	V_k e θ_k	P_k e Q_k

De modo geral para o sistema de distribuição de energia elétrica, as Barras de Carga – PQ's aparecem em maior número e representam os transformadores nos quais estão conectadas as cargas do sistema elétrico; já as Barras de Tensão Controlada – PV's representam as barras cuja tensão pode ser controlada por intermédio do ajuste do *tap*; e finalmente, a Barra de Referência – V θ representa a Subestação – SE e é a única imprescindível na formulação do problema em função de dois fatores (MONTICELLI, 1983):

- Necessidade matemática de estipular um ângulo de referência;
- Para fechar o balanço de potência da rede, pois as perdas de distribuição não são conhecidas a priori, ou seja, não é possível definir as injeções de potência do sistema antes de conhecer as perdas que são função dos fluxos na rede.

De acordo com estas definições e como consequência da imposição da Primeira Lei de Kirchhoff para uma barra qualquer do sistema elétrico, tem-se que a potência líquida injetada nesta barra é igual à soma dos fluxos de potência que deixam esta barra, ou seja, têm-se duas equações:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{A.1})$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{A.2})$$

sendo:

$$Q_k^{sh} = b_k^{sh} \cdot V_k^2 \quad (\text{A.3})$$

onde:

k – índice de cada barra do sistema;

Ω_k – conjunto de barras ligadas à barra k ;

Q_k^{sh} – potência reativa devido ao elemento *shunt*;

b_k^{sh} – susceptância *shunt* na barra k .

Nas Equações (A.1) e (A.2) os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos, ou seja, linhas de distribuição, transformadores em fase, defasadores puros e defasadores, obedecem às seguintes expressões gerais:

$$P_{km} = (a_{km} \cdot V_k)^2 \cdot g_{km} - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (\text{A.4})$$

$$Q_{km} = -(a_{km} \cdot V_k)^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) - b_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})] \quad (\text{A.5})$$

onde:

a_{km} – *tap* do transformador no ramo km ;

θ_{km} – diferença angular entre as barras k e m ;

φ_{km} – ângulo de defasamento no ramo km ;

g_{km} – condutância série no ramo km ;

b_{km} – susceptância série no ramo km ;

b_{km}^{sh} – metade da susceptância *shunt* no ramo km .

De acordo com o tipo de equipamento, os parâmetros a_{km} , φ_{km} e b_{km}^{sh} assumem valores particulares mostrados na Tabela A.2.

TABELA A.2 – PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS NAS EXPRESSÕES GERAIS DE FLUXO

Equipamento	a_{km}	φ_{km}	b_{km}^{sh}
Linha de Distribuição	1	0	-
Transformador em Fase	-	0	0
Transformador Defasador Puro	1	-	0
Transformador Defasador	-	-	0

Assim, o problema de fluxo de carga consiste em resolver o sistema de Equações (A.1) e (A.2) tendo como dados e incógnitas as variáveis descritas na Tabela A.1. Para isso, conforme já mencionado anteriormente, dois métodos serão abordados neste trabalho: o FP via Método da SDC e o FPO via MPDPI.

A.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO – FPO

O problema de Fluxo de Potência Ótimo – FPO, formulado inicialmente por CARPENTIER (1962), determina o estado de uma rede elétrica que otimiza uma determinada função-objetivo e satisfazendo um conjunto de restrições físicas e operacionais.

Caracterizado como um problema de programação não-linear com restrições, o problema de FPO pode ser formulado genericamente como:

$$\min f(u) \quad (\text{A.6})$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (\text{A.8})$$

onde:

u – vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$ – função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$ – vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$ – vetor de restrições de desigualdade.

As restrições de igualdade correspondem à modelagem da rede, ou seja, às equações de balanço de potência ativa e reativa; enquanto que as restrições de desigualdade representam os limites das variáveis do sistema, ou seja, as restrições funcionais dos equipamentos e operacionais do sistema.

A.2.1 Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade básicas do FPO correspondem às equações já apresentadas do fluxo de carga, ou seja:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{A.9})$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{A.10})$$

A.2.2 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade correspondem às restrições de canalização nas variáveis e restrições funcionais do tipo máximo carregamento em circuitos. Estas restrições refletem limites de operação dos equipamentos ou alguma política operativa específica. Desta forma, as principais restrições de desigualdades utilizadas em problemas de FPO são apresentadas a seguir em sua forma geral:

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad (\text{A.11})$$

$$PG_k^{\min} \leq PG_k \leq PG_k^{\max} \quad (\text{A.12})$$

$$QG_k^{\min} \leq QG_k \leq QG_k^{\max} \quad (\text{A.13})$$

$$a_{km}^{\min} \leq a_{km} \leq a_{km}^{\max} \quad (\text{A.14})$$

onde:

PG_k – potência ativa gerada na barra k ;

QG_k – potência reativa gerada na barra k .

A.2.3 Funções-Objetivo

Dependendo do tipo de aplicação do problema de FPO, as funções-objetivo podem ser lineares ou não-lineares, sendo utilizadas de forma isolada ou combinadas entre si. A modelagem matemática das funções-objetivo mais utilizadas é apresentada a seguir:

a. Mínimo Custo de Geração Ativa

$$f(u) = \sum_{g \in I_g} CP_g \cdot PG_g \quad (\text{A.15})$$

onde:

I_g – conjunto de geradores controláveis de potência ativa;

CP_g – custo de geração ativa do gerador g ;

PG_g – geração ativa do gerador g .

b. Mínima Perda

$$f(u) = \sum_{k,m \in C_{CS}} (P_{km} + P_{mk}) \quad (\text{A.16})$$

onde:

C_{CS} – conjunto de circuitos do sistema.

c. Mínimo Desvio de Tensão Especificada

$$f(u) = \frac{1}{2} \cdot \sum_{k \in C_{BS}} \rho \cdot (V_k - V_k^0)^2 \quad (\text{A.17})$$

onde:

C_{BS} – conjunto de barras do sistema;

ρ – peso associado ao desvio de tensão;

V_k – tensão da barra k ;

V_k^0 – tensão inicial da barra k .

O FPO é um processo iterativo e utiliza-se, normalmente, devido a sua eficiência, o Método dos Pontos Interiores Versão Primal-Dual para a sua resolução.

A.2.4 Método Primal-Dual de Pontos Interiores – MPDPI

O MPDPI pertence a uma classe de algoritmos de otimização originalmente designados para problemas de programação linear. Entretanto, devido ao seu alto grau de desempenho, tal método foi estendido para problemas de programação quadrática, convexa e problemas gerais de otimização diferenciáveis.

Para utilizar o MPDPI no problema formulado anteriormente, faz-se a transformação das restrições de desigualdade para restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga estritamente positivas.

No MPDPI as variáveis de folga são incorporadas à função-objetivo por meio de uma função de penalização, denominada barreira logarítmica. Assim, o problema original é transformado em uma sequência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira.

Ao incorporar a barreira logarítmica, o MPDPI busca resolver o problema de otimização para cada valor do parâmetro barreira, fazendo com que o parâmetro barreira tenda a zero. Assim, para cada valor do parâmetro barreira executa-se uma iteração do Método de Newton-Raphson no sistema de equações não-lineares definidos pelas condições de otimalidade de primeira ordem.

Uma vez obtido os pontos estacionários da função Lagrangeana estabelece-se critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência completando assim uma iteração do FPO via MPDPI.

Vale lembrar que a formulação matemática do FPO via MPDPI é apresentada em detalhes no Apêndice B.

A.3 FLUXO DE POTÊNCIA – MÉTODO DA SOMA DAS CORRENTES

O processo de resolução do FP via Método da SDC é iniciado com a determinação

do valor da tensão em todas as barras da rede de distribuição, normalmente definida como sendo a tensão da SE. Após a definição da tensão inicial calculam-se as correntes de carga das barras. Dessa forma, a corrente solicitada pela carga da barra m é:

$$I_m = \frac{S_m^*}{V_m} \quad (\text{A.18})$$

onde:

I_m – corrente solicitada pela carga da barra m ;

S_m – potência da carga da barra m ;

V_m – módulo da tensão da barra m .

Em seguida, entra-se no processo iterativo propriamente dito, iniciando-se a etapa de *Backward Sweep*.

A.3.1 *Backward Sweep*

O processo de *Backward Sweep* consiste na somatória das correntes das cargas para se determinar as correntes dos ramos. Então, começando nas últimas barras de cada ramo e deslocando-se na direção da SE, calcula-se a corrente em cada ramo da seguinte forma:

$$I_{km} = I_m + \sum_{n \in C_m} I_{mn} \quad (\text{A.19})$$

onde:

C_m – conjunto de barras alimentadas pela barra m .

Uma vez conhecida todas as correntes dos ramos do sistema de distribuição em questão, parte-se para o processo de *Forward Sweep*.

A.3.2 *Forward Sweep*

Nesta etapa, usando-se os valores das correntes dos ramos e partindo da SE em direção às últimas barras de cada ramo, calculam-se as tensões das barras da seguinte forma:

$$V_m = V_k - Z_{km} \cdot I_{km} \quad (\text{A.20})$$

onde:

Z_{km} – impedância do ramo km .

Recalculam-se as novas correntes solicitadas pelas cargas das respectivas barras utilizando-se as novas tensões das barras e assim sucessivamente. Esse processo se repete até que algum critério de parada seja satisfeito, como por exemplo, um determinado número de iterações; ou que a convergência seja atingida, ou seja, que a diferença entre duas iterações consecutivas seja menor que uma tolerância pré-determinada.

Para este trabalho optou-se por utilizar dois critérios de modo que quando um deles fosse satisfeito o processo iterativo seria interrompido sendo eles: diferença entre as tensões nas barras menor que uma determinada tolerância e número máximo de iterações.

APÊNDICE B - FORMULAÇÃO DO FPO VIA MPDPI

B.1 O PROBLEMA DO FPO

O problema de FPO pode ser representado de forma genérica como:

$$\min f(u) \quad (\text{B.1})$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (\text{B.2})$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (\text{B.3})$$

onde:

u – vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$ – função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$ – vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$ – vetor de restrições de desigualdade.

Para utilizar os métodos de Pontos Interiores aplicam-se ao problema (B.1) à (B.3) os seguintes procedimentos:

- a. Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga.

Desta forma, as restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{B.4})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{B.5})$$

onde:

s^{\min} – vetor de variáveis de folga mínimas estritamente positivas;

s^{\max} – vetor de variáveis de folga máximas estritamente positivas.

b. Introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo.

A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero.

O problema modificado passa a ser assim representado:

$$\min f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] \quad (\text{B.6})$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (\text{B.7})$$

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{B.8})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{B.9})$$

onde:

$ndes$ – número de restrições de desigualdade;

μ – parâmetro barreira ($\mu \geq 0$).

Logo, a função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) = & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] + \lambda^T \cdot g(u) + \\ & + (\pi^{\min})^T \cdot [h(u) + h^{\min} - s^{\min}] + (\pi^{\max})^T \cdot [h(u) - h^{\max} + s^{\max}] \end{aligned} \quad (\text{B.10})$$

onde:

λ – vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade com dimensão ($nig \times 1$);

π^{\min} – vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos com dimensão ($ndes \times 1$);

π^{\max} – vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos com

dimensão ($ndes \times 1$) ;

nig – número de restrições de igualdade.

Portanto, o novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) \quad (B.11)$$

Sujeito a:

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (B.12)$$

Sendo as restrições (B.12) impostas para que a equivalência com o problema (B.1) a (B.3) seja mantida.

B.2 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE

Um ponto $z = [u^T \lambda^T (\pi^{\min})^T (\pi^{\max})^T (s^{\min})^T (s^{\max})^T]^T$ é solução do problema (B.11) e (B.12) somente se (LUENBERGER, 1989):

- Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de Karush-Kuhn-Tucker – KKT.

Para que as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT e nos algoritmos descritos sejam compactas foi usado o operador ∇ para representar derivadas parciais de funções, desta forma tem-se:

$$\nabla_u z = 0 \Rightarrow \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) = 0 \quad (B.13)$$

$$\nabla_u L(z) = 0 \Rightarrow g(u) = 0 \quad (B.14)$$

$$\nabla_{\pi^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (B.15)$$

$$\nabla_{\pi^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\max} - s^{\max} = 0 \quad (B.16)$$

$$\nabla_{s^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} = 0 \quad (B.17)$$

$$\nabla_{s^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} = 0 \quad (B.18)$$

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{B.19})$$

sendo:

$e = [1 \quad 1 \quad 1 \quad \dots \quad 1]^T$, com dimensão ($ndes \times 1$);

S^{\min} – matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} – matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

b. Se a Hessiana do Lagrangeano L' :

$$L'(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}) = f(u) + \lambda^T \cdot g(u) + \pi_A^T \cdot h_A(u) \quad (\text{B.20})$$

onde:

$h_A(u)$ – vetor das restrições de desigualdade ativas;

π_A^T – vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições desigualdade ativas;

S^{\min} – matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} – matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). Para se garantir que o ponto obtido seja um mínimo de global de (B.1) a (B.3) as condições suficientes do item (b) devem ser testadas após a convergência do método.

No procedimento usado, entretanto, considera-se como ótimo o ponto solução das condições de KKT.

B.3 ALGORITMOS PRIMAL DUAL DE PONTOS INTERIORES

Após a transformação das restrições de desigualdade em igualdades, por meio da introdução de variáveis de folga e adição da função barreira logarítmica à função objetivo como forma de garantir a não negatividade dessas variáveis. Os passos seguintes consistem em se obter os pontos estacionários da função Lagrangeana, utilizando-se o Método de

Newton, e estabelecer critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência.

B.4 OBTENÇÃO DOS PONTOS ESTACIONÁRIOS

O primeiro passo na obtenção dos pontos que satisfazem a função Lagrangeana consiste em se fazer uma estimativa desta solução pela linearização das Equações (B.13) a (B.18) utilizando-se o Método de Newton. Os incrementos obtidos em cada iteração deste método não podem ser usados diretamente no vetor z , pois os mesmos podem violar as restrições de desigualdade. Assim, esses incrementos devem ser testados e, se necessário, modificados a fim de sempre se manter o vetor z dentro da região de factibilidade do problema.

As etapas que devem ser seguidas a fim de se obter os pontos estacionários são as seguintes:

a. Inicialização das Variáveis

A fim de se começar o processo de otimização, é necessário a obtenção de uma estimativa inicial para as variáveis do problema. A escolha é feita de tal modo que as variáveis sejam estritamente internas aos limites impostos pelas restrições de desigualdade do problema. Para tanto, as variáveis u são inicializadas pela metade da soma de seus valores máximos e mínimos; posteriormente, as variáveis de folga são calculadas a partir das Equações (B.15) e (B.16) e, arbitrando um valor inicial para o parâmetro barreira μ , os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade são calculados a partir das Equações (B.17) e (B.18). Para os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade estimam-se valores quaisquer, como por exemplo, o vetor unitário.

b. Método de Newton

O sistema de Equações (B.13) a (B.18) pode ser representado de forma como:

$$\rho(z) = 0 \quad (\text{B.21})$$

Tomando uma aproximação linear do sistema (B.21) no ponto z^\bullet tem-se:

$$\rho(z^\bullet + \Delta z) = \rho(z^\bullet) + \nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z \quad (\text{B.22})$$

Como Δz deve ser tal que $\rho(z^\bullet + \Delta z) = 0$, da Equação (B.22) tem-se que:

$$\nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z = -\rho(z^\bullet) \quad (\text{B.23})$$

Em termos das variáveis do problema: $u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}$ e s^{\max} a Equação (B.23) pode ser escrita como:

$$W \cdot \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi^{\min} \\ \Delta \pi^{\max} \\ \Delta s^{\min} \\ \Delta s^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) \\ g(u) \\ h(u) - h^{\min} - s^{\min} \\ h(u) - h^{\max} - s^{\max} \\ -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} \\ -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi^{\min}} L \\ \nabla_{\pi^{\max}} L \\ \nabla_{s^{\min}} L \\ \nabla_{s^{\max}} L \end{bmatrix} \quad (\text{B.24})$$

onde:

W – matriz Hessiana de dimensão $(nz \times nz)$;

nz – número total de variáveis em z .

Ou seja:

$$W = \begin{bmatrix} L_{uu} & L_{u\lambda} & L_{u\pi^{\min}} & L_{u\pi^{\max}} & 0 & 0 \\ [L_{u\lambda}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ [L_{u\pi^{\min}}]^T & 0 & 0 & 0 & -I & 0 \\ [L_{u\pi^{\max}}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & -S^{\min} & 0 & -\Pi^{\min} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & S^{\max} & 0 & \Pi^{\max} \end{bmatrix} \quad (\text{B.25})$$

Sendo:

$$L_{uu} = \nabla_{uu}^2 L = \nabla_{uu}^2 f(u) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{uu}^2 g_i(u) + \sum_{j=1}^{ndes} (\pi_j^{\max} + \pi_j^{\min}) \cdot \nabla_{uu}^2 h_j(u) \quad (\text{B.26})$$

$$L_{u\lambda} = [L_{\lambda u}]^T = \nabla_{u\lambda}^2 L = [\nabla_u g(u)]^T \quad (\text{B.27})$$

$$L_{u\pi^{\min}} = [L_{\pi^{\min} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\min}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{B.28})$$

$$L_{u\pi^{\max}} = [L_{\pi^{\max} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\max}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{B.29})$$

$$L_{s^{\min} \pi^{\min}} = \nabla_{s^{\min} \pi^{\min}}^2 L = -S^{\min} \quad (\text{B.30})$$

$$L_{s^{\max} \pi^{\max}} = \nabla_{s^{\max} \pi^{\max}}^2 L = S^{\max} \quad (\text{B.31})$$

$$L_{s^{\min} s^{\min}} = \nabla_{s^{\min} s^{\min}}^2 L = -\Pi^{\min} \quad (\text{B.32})$$

$$L_{s^{\max} s^{\max}} = \nabla_{s^{\max} s^{\max}}^2 L = \Pi^{\max} \quad (\text{B.33})$$

onde:

Π^{\min} – matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\min} ;

Π^{\max} – matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\max} ;

I – matriz identidade.

c. Atualização das Variáveis Primais e Duais

A determinação do ponto ótimo se faz através de um processo iterativo. A cada iteração, o sistema linear representado em (B.24) é resolvido, e, logo após, é determinado o comprimento do passo nos espaços primal (α_p) e dual (α_d), de modo que as variáveis de folga sejam todas positivas e os multiplicadores de Lagrange sejam tais que: $\pi^{\min} \leq 0$ e $\pi^{\max} \geq 0$. Desta forma, α_p e α_d são expressos como:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_i^{\max} < 0} \frac{-s_i^{\max}}{\Delta s_i^{\max}}, \min_{\Delta s_i^{\min} < 0} \frac{-s_i^{\min}}{\Delta s_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{B.34})$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_i^{\max} < 0} \frac{-\pi_i^{\max}}{\Delta \pi_i^{\max}}, \min_{\Delta \pi_i^{\min} < 0} \frac{-\pi_i^{\min}}{\Delta \pi_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{B.35})$$

Após o cálculo dos passos primal e dual, a nova aproximação para a solução ótima pode ser obtida pela seguinte atualização:

$$u^{i+1} = u^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta u \quad (\text{B.36})$$

$$(s^{\min})^{i+1} = (s^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\min} \quad (\text{B.37})$$

$$(s^{\max})^{i+1} = (s^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\max} \quad (\text{B.38})$$

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda \quad (\text{B.39})$$

$$(\pi^{\min})^{i+1} = (\pi^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\min} \quad (\text{B.40})$$

$$(\pi^{\max})^{i+1} = (\pi^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\max} \quad (\text{B.41})$$

onde:

σ – constante para garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995.

d. Atualização do Parâmetro Barreira

O último passo dentro de cada iteração é recalculer o valor do parâmetro barreira μ . Com os valores de π^{\min} , π^{\max} , s^{\min} e s^{\max} , o cálculo do parâmetro μ é baseado no decréscimo do *gap* de dualidade:

$$\mu = \frac{(s^{\max})^T \cdot \pi^{\max} - (s^{\min})^T \cdot \pi^{\min}}{2 \cdot n \cdot \beta} \quad (\text{B.42})$$

onde:

n – número total de variáveis primais e duais;

β – fator de aceleração ($\beta > 1$).

e. Critérios de Convergência

A solução do problema é encontrada quando as equações que representam as condições de otimalidade (B.13) a (B.18) são satisfeitas e o *gap* de dualidade ou parâmetro de barreira é nulo (menor ou igual a uma tolerância especificada). Portanto, os critérios de convergência são:

$$\mu \leq \varepsilon_\mu \quad (\text{B.43})$$

$$\max \left\| \nabla L \right\|_\infty \leq \varepsilon_L \quad (\text{B.44})$$

onde:

$\left\| \nabla L \right\|_\infty$ – norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_L – tolerância da norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_μ – tolerância do parâmetro barreira.

APÊNDICE C - MODELAGEM DE TAPS DE RTS

O modelo utilizado para representar um RT que atua na magnitude da tensão consiste basicamente de uma admitância série \dot{y}_{im} e um transformador ideal com relação 1: t_{im} como representado na Figura C.1.

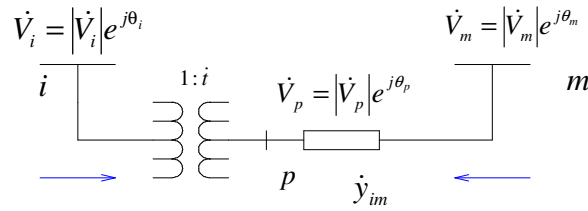


FIGURA C.1 – TRANSFORMADOR COM RELAÇÃO $t_{im} = a_{im}$

No RT, a relação entre as magnitudes entre tensões \dot{V}_p e \dot{V}_i é igual ao valor a_{im} , ou seja:

$$\frac{|\dot{V}_p|}{|\dot{V}_i|} = a_{im} \quad (C.1)$$

Aplicando-se convenientemente a relação (C.1) no modelo da Figura C.1, a corrente \dot{I}_{im} passa a ser a seguinte:

$$\dot{I}_{im} = t_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i - t_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m \quad (C.2)$$

E, a corrente \dot{I}_{mi} é dada por:

$$\dot{I}_{mi} = \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m - t_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i \quad (C.3)$$

A injeção líquida de corrente para cada barra i da rede, pode ser obtida aplicando-se a Primeira Lei de Kirchhoff.

$$\dot{I}_i = \sum_{m \in \Omega_i} \dot{I}_{im} \quad i=1, \dots, nb \quad (\text{C.4})$$

onde:

Ω_i – conjunto das barras vizinhas da barra i .

Assim:

$$\dot{I}_i = \sum_{m \in \Omega_i} (t_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_i + \sum_{m \in \Omega_i} (-t_{im} \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_m \quad (\text{C.5})$$

$$\dot{I}_m = \sum_{i \in \Omega_m} (-t_{im} \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_i + \sum_{i \in \Omega_m} \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m \quad (\text{C.6})$$

Esta expressão, para $i = 1, \dots, nb$ pode ser posta na forma matricial:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}} \quad (\text{C.7})$$

onde:

$\dot{\mathbf{I}}$ – vetor de dimensão $(nb \times 1)$ das injeções de correntes;

$\dot{\mathbf{V}}$ – vetor de dimensão $(nb \times 1)$ das tensões nodais;

$\dot{\mathbf{Y}} = \mathbf{G} + j\mathbf{B}$ – matriz de admitância nodal com dimensão $(nb \times nb)$.

Os elementos da matriz $\dot{\mathbf{Y}}$ são:

$$\dot{Y}_{im} = -t_{im} \cdot y_{im} \quad (\text{C.8})$$

$$\dot{Y}_{mi} = -t_{mi} \cdot y_{mi} \quad (\text{C.9})$$

$$\dot{Y}_{ii} = \sum_{m \in \Omega_i} (t_{im}^2 \cdot \dot{y}_{im}) \quad (\text{C.10})$$

$$\dot{Y}_{mm} = \sum_{i \in \Omega_m} (\dot{y}_{im}) \quad (\text{C.11})$$

Nota-se que, se o elemento existente entre as barras i e m for uma linha, $a_{im} = 1$, ou seja, $\dot{Y}_{im} = -y_{im}$, ou se todas as barras conectadas a i forem linhas tem-se que:

$$\dot{Y}_{ii} = \sum_{m \in \Omega_i} (\dot{y}_{im}) \quad (\text{C.12})$$

APÊNDICE D - DADOS DOS SISTEMAS

D.1 SISTEMA DE 11 BARRAS

TABELA D.1 – DADOS DAS CARGAS PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS

Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0
2	500	218
3	800	349
4	600	262
5	100	44
6	400	174
7	1.000	436
8	500	218
9	1.200	523
10	600	262
11	300	131

TABELA D.2 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 11 BARRAS

De	Para	R [Ω]	X [Ω]
1	2	0,1730	0,2913
2	3	0,4350	0,1783
2	4	0,2595	0,4370
4	5	1,7400	0,7132
5	6	0,4350	0,1783
4	7	0,3460	0,5826
7	8	0,4350	0,1783
7	9	0,4350	0,7283
9	10	0,3460	0,5826
10	11	1,3050	0,5349

D.2 SISTEMA DE 70 BARRAS DE BARAN E WU (1989)

TABELA D.3 – DADOS DAS CARGAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

Barra	P [kW]	Q [kvar]	Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0	36	6	4
2	0	0	37	26	18,55
3	0	0	38	26	18,55
4	0	0	39	0	0
5	0	0	40	24	17
6	0	0	41	24	17
7	2,6	2,2	42	1,2	1
8	40,4	30	43	0	0
9	75	54	44	6	4,3
10	30	22	45	0	0
11	28	19	46	39,22	26,3
12	145	104	47	39,22	26,3
13	145	104	48	0	0
14	8	5,5	49	79	56,4
15	8	5,5	50	384,7	274,5
16	0	0	51	384,7	274,5
17	45,5	30	52	40,5	28,3
18	60	35	53	3,6	7,2
19	60	35	54	4,35	3,5
20	0	0	55	26,4	19
21	1	0,6	56	24	17,2
22	114	81	57	0	0
23	5,3	3,5	58	0	0
24	0	0	59	0	0
25	28	20	60	100	72
26	0	0	61	0	0
27	14	10	62	1244	888
28	14	10	63	32	23
29	26	18,6	64	0	0
30	26	18,6	65	227	162
31	0	0	66	59	42
32	0	0	67	18	13
33	0	0	68	18	13
34	14	10	69	28	20
35	19,5	14	70	28	20

TABELA D.4 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

De	Para	R [Ω]	X [Ω]	De	Para	R [Ω]	X [Ω]
1	2	0,0005	0,0012	4	37	0,0044	0,0108
2	3	0,0005	0,0012	37	38	0,0640	0,1565
3	4	$1e^{-10}$	$1e^{-10}$	38	39	0,1053	0,1230
4	5	0,0015	0,0036	39	40	0,0304	0,0355
5	6	0,0251	0,0294	40	41	0,0018	0,0021
6	7	0,3660	0,1864	41	42	0,7283	0,8509
7	8	0,3811	0,1941	42	43	0,3100	0,3623
8	9	0,0922	0,0470	43	44	0,0410	0,0478
9	10	0,0493	0,0251	44	45	0,0092	0,0116
10	11	0,8190	0,2707	45	46	0,1089	0,1373
11	12	0,1872	0,0619	46	47	0,0009	0,0012
12	13	0,7114	0,2351	5	48	0,0034	0,0084
13	14	1,0300	0,3400	48	49	0,0851	0,2083
14	15	1,0440	0,3450	49	50	0,2898	0,7091
15	16	1,0580	0,3496	50	51	0,0822	0,2011
16	17	0,1966	0,0650	9	52	0,0928	0,0473
17	18	0,3744	0,1238	52	53	0,3319	0,1114
18	19	0,0047	0,0016	10	54	0,1740	0,0886
19	20	0,3276	0,1083	54	55	0,2030	0,1034
20	21	0,2106	0,0696	55	56	0,2842	0,1447
21	22	0,3416	0,1129	56	57	0,2813	0,1433
22	23	0,0140	0,0046	57	58	1,5900	0,5337
23	24	0,1591	0,0526	58	59	0,7837	0,2630
24	25	0,3463	0,1145	59	60	0,3042	0,1006
25	26	0,7488	0,2475	60	61	0,3861	0,1172
26	27	0,3089	0,1021	61	62	0,5075	0,2585
27	28	0,1732	0,0572	62	63	0,0974	0,0496
3	29	0,0044	0,0108	63	64	0,1450	0,0738
29	30	0,0640	0,1565	64	65	0,7105	0,3619
30	31	0,3978	0,1315	65	66	1,0410	0,5302
31	32	0,0702	0,0232	12	67	0,2012	0,0611
32	33	0,3510	0,1160	67	68	0,0047	0,0014
33	34	0,8390	0,2816	13	69	0,7394	0,2444
34	35	1,7080	0,5646	69	70	0,0047	0,0016
35	36	1,4740	0,4873				